

**KARAKTERISTIK RESERVOAR KARBONAT  
MENGUNAKAN INVERSI SPARSE SPIKE DI LAPANGAN  
"PANDA" FORMASI KAIS CEKUNGAN SALAWATI, PAPUA**

**LAPORAN SKRIPSI**

Oleh :

**MARGARETHA SITUMEANG**

**115.070.050**



**PROGRAM STUDI TEKNIK GEOFISIKA  
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL  
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN"  
YOGYAKARTA**

**2012**

## **KATA PENGANTAR**

Segala puji dan syukur penulis panjatkan kehadiran Tuhan Yesus Kristus atas berkat kasih dan anugrah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Laporan Tugas Akhir tepat pada waktunya tanpa mengalami suatu gangguan apapun.

Laporan Tugas Akhir yang disusun oleh penulis yang ada di hadapan pembaca saat ini merupakan rangkaian pelaksanaan penelitian yang telah penulis lakukan di PT. PERTAMINA UTC Jakarta, selama kurang lebih dua bulan pada 16 September sampai dengan 16 November 2011.

Banyak hal yang penulis dapatkan selama pelaksanaan Tugas Akhir ini, yang tentunya juga banyak pihak yang ikut terlibat serta memberikan banyak kontribusi ilmiah, moril, dan materil baik secara langsung maupun tidak langsung kepada penulis hingga penyusunan Laporan Tugas Akhir ini. Bersama ini penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada seluruh pihak-pihak tersebut, terkhusus kepada:

1. Tuhan Yesus Kristus... sumber kekuatan dan pengharapanku.
2. Alm. Ayahanda tercinta... di antara surga dan bumi kita berada sekarang.
3. Ibunda tercinta yang sangat saya cintai dan sayangi yang selalu memberikan dukungan, semangat, doa, dan material serta kasih sayang yang besar. Senyummu adalah sukacitaku.
4. Kakak, abang dan adikku tersayang ( k'tina, k'becca, b'manapar, adek lena) yang selalu mendoakan, mendukung, mengarahkan, serta memberi semangat dan juga materi.
5. Bapak Dr. H. Ir. Suharsono, MT, selaku Ketua Jurusan dan pembimbing 1 Teknik Geofisika, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta yang telah memberikan bimbingan dan arahan selama pelaksanaan Tugas Akhir hingga penyusunan Laporan Tugas Akhir ini.
6. Bapak Ir. Mahap Maha, MT, selaku pembimbing II yang telah memberikan bimbingan dan arahan selama pelaksanaan Tugas Akhir hingga penyusunan Laporan Tugas Akhir ini.

7. Ibu Dra. Yatini, M.Si, selaku Dosen Wali yang telah memberikan bimbingan dan arahan selama semester awal hingga semester akhir
8. Mas Fatkhul Mu'in selaku pembimbing Perusahaan di PT. PERTAMINA UTC yang telah banyak mengarahkan, membimbing dan berbagi cerita dan pengetahuan selama pelaksanaan Tugas Akhir.
9. Mas pram, mas nono, mas yoyo, mba mini, mas fatur yang telah banyak berbagi cerita suka dan duka selama pelaksanaan Tugas Akhir.
10. Arum Dyne Puji Hartari selaku teman seperjuangan selama pelaksanaan Tugas Akhir yang telah menemani hari-hari penulis dari mulai pagi hingga pagi lagi.
11. Keluarga Besar Geofisika'07 sebagai *team-work*, sahabat seperjuangan atas kebersamaan, kekeluargaan, dukungan serta bantuan yang telah diberikan kepada penulis selama kuliah hingga tersusunnya Laporan Tugas Akhir ini.
12. Bapak Agus Woro, Bu Anti dan Mas Apri sebagai Tata Usaha Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknologi Mineral UPN "Veteran" Yogyakarta, yang telah banyak membantu selama perkuliahan hingga penyusunan laporan ini.
13. Ibu kosan, Ibu Ida atas penginapan dan kebersamaannya selama penulis berada di Jakarta.
14. Semua pihak yang telah membantu dalam penelitian ini, yang tidak dapat penulis sebutkan seluruhnya. Semoga Tuhan membalas dengan kebaikan-kebaikan yang lebih baik.

Dengan semua keterbatasan, penulis menyadari bahwa masih banyak kekurangan dalam Laporan Tugas Akhir ini. Saran dan kritik yang membangun sangat diharapkan dari semua pihak demi perbaikan dan peningkatan kualitas Laporan Tugas Akhir ini dimasa mendatang.

Yogyakarta, Januari 2012

Penulis

Margaretha Situmeang

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL .....</b>	<b>i</b>
<b>LEMBAR PENGESAHAN .....</b>	<b>ii</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>iii</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>v</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>viii</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>xii</b>
<b>ABSTRAK .....</b>	<b>viii</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>viiv</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
I.1. Latar Belakang.....	1
I.2. Maksud dan tujuan.....	3
I.3. Batasan masalah .....	3
I.4. Waktu dan Tempat Penelitian.....	3
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA .....</b>	<b>6</b>
II.1. Geologi Regional Cekungan Salawati Papua dan Sekitarnya.....	7
II.1.1. Tatanan Tektonik Cekungan Salawati Papua.....	8
II.1.2. Tatanan Stratigrafi Cekungan Salawati Papua .....	9
II.1.2.1. Batuan Pra-Tersier.....	10
II.1.2.2. Batuan Tersier .....	10
II.1.3. Kerangka Struktur Cekungan Salawati Papua.....	15
II.1.3.1. Evolusi Cekungan Salawati Papua .....	15
II.1.3.2. Evolusi dan Perkembangan Tahapan Karbonat Kais .....	17
II.1.3.3. Fasies Karbonat Kais.....	18
II.2. <i>Petroleum system</i> Cekungan Salawati Papua.....	18
II.3. Geologi Lokal Lapangan Panda .....	19
II.3. Penelitian Terdahulu .....	20

<b>BAB III DASAR TEORI .....</b>	<b>23</b>
III.1. Fisika Batuan .....	24
III.1.1. Densitas .....	25
III.1.2. Kecepatan .....	26
III.1.3. Porositas .....	27
III.2. Pemantulan dan Pembiasan Gelombang Seismik .....	29
III.2.1. Impedansi Akustik .....	32
III.2.2. Koefisien Refleksi dan Transmisi .....	33
III.2.3. <i>Wavelet</i> .....	35
III.2.4. Seismogram Sintetik .....	38
III.2.5. <i>Noise</i> .....	40
III.2.6. Polaritas dan fasa .....	41
III.3. Konsep Dasar Inversi Seismik .....	42
III.3.1. Metode Inversi <i>Bandlimited</i> .....	45
III.3.2. Metode Inversi Sparse Spike .....	47
III.3.3. Metode Inversi Berdasarkan Model ( <i>Model Based</i> ) .....	48
<b>BAB IV METODOLOGI PENELITIAN .....</b>	<b>49</b>
IV.1. Data input .....	52
IV.1.1. Data Seismik .....	52
IV.1.2. Data Sumur .....	53
IV.1.3. Data interpretasi horizon .....	53
IV.1.4. Data checkshot .....	54
IV.1.5. Data marker .....	55
IV.2. Pengolahan Data .....	55
IV.2.1. Estimasi wavelet .....	56
IV.2.2. <i>Crossplot</i> .....	57
IV.2.3. Well seismic tie .....	57
IV.2.4. Picking horizon .....	62
IV.2.5. Pembuatan earth model .....	63
IV.2.6. Hasil Inversi Seismik .....	65
<b>BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>66</b>

V.1. Analisa Crossplot .....	66
V.1.1. Analisa Impedan Akustik dan Porositas .....	66
V.2. Analisa Model Awal .....	67
V.4. Analisa Inversi seismik .....	69
V.5. Peta Impedansi akustik .....	70 .
V.5.1. Sayatan horisontal pada top kais .....	70
V.5.2. Sayatan horisontal pada base reef .....	72
<b>BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>	<b>73</b>
VI.1. Kesimpulan .....	73
VI.2. Saran .....	73
<b>DAFTAR PUSTAKA.....</b>	<b>74</b>

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel II.1.</b> Petroleum system cekungan Salawati (Satyana,dkk, 2000) .....	19
<b>Tabel III.1.</b> Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir (koesoemadinata, 1978).....	28

# **KARAKTERISTIK RESERVOAR KARBONAT MENGUNAKAN INVERSI SPARSE SPIKE DI LAPANGAN “PANDA” FORMASI KAIS CEKUNGAN SALAWATI, PAPUA**

## **ABSTRAK**

Telah dilakukan penelitian dengan memaparkan karakteristik reservoir karbonat menggunakan seismik inversi di lapangan “Panda” Formasi Kais Cekungan Salawati, Papua. Lapangan ini menggunakan data seismik 3D poststack, 5buah sumur eksplorasi, 4buah horizon, dan 4buah marker.

Inversi seismik AI didapatkan dengan melakukan reflektivitas suatu model dianggap sebagai rangkaian spike yang jarang dan bernilai besar, ditambahkan dengan deret *spike* yang kecil kemudian dilakukan estimasi *wavelet* berdasarkan asumsi model tersebut. Hasil inversi AI dislice untuk mendapatkan daerah *porous* yang berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon pada lapangan “Panda” berdasarkan nilai impedansi akustik dan porositas sumur di sekitarnya.

Nilai impedansi akustik yang diperoleh dari proses inversi seismik maka dapat ditentukan daerah yang *porous* berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon karbonat di sekitar Top Kais berkisar 20625-23125 (m/s)\*(g/cc), sedangkan di sekitar *Base Reef* berkisar 27875-30042 (m/s)\*(g/cc). Analisanya ditunjukkan dengan semakin tinggi nilai porositas maka nilai impedansi akustik semakin rendah, demikian pula sebaliknya semakin tinggi nilai impedansi akustik semakin rendah pula nilai porositas.

Kata Kunci : *Akustik Impedansi (AI), Porositas, daerah yang berpotensi reservoir karbonat.*



# **CHARACTERISTIC OF CARBONAT RESERVOIR USE SPARSE SPIKE INVERSION ON FIELD “PANDA” FORMATION KAIS, SALAWATI BASIN, PAPUA.**

## **ABSTRACT**

Depositional environment analysis with describes characteristic of carbonat reservoir use sparse spike inversion on field “Panda” Formation Kais, Salawati Basin, Papua. This field use seismic inversion AI 3D poststack, 5wells, 4horizon, and 4marker.

Seismic inversion, density, and P-wave velocity are obtained by doing the initial modeling of each parameter of the log (RHOB), density, sonic logs, and AI of the model inversion was then performed. Inversions of AI, density, P-wave velocity are sliced to get map and analyze the spread of lithology carbonate depositional environment with the help of gamma ray curve pattern analisys of each well.

Impedance Akustik have from process of seismic inversion so can show the porous area of carbonat reservoir on Top Kais with price 20625-23125 (m/s)\*(g/cc), and on Base Reef with price 27875-30042 (m/s)\*(g/cc). The analysis show with if high porosity so Impedance Akustic is low, and if Impedance Akustic high so the porosity is low.

Key word : *Impedance Akustic (AI), Porosity, porous area have carbonat reservoir.*

# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **I.1. Latar Belakang**

Dalam eksplorasi dan eksploitasi hidrokarbon seismik refleksi merupakan metode utama yang selalu digunakan. Metode ini dapat menggambarkan keadaan geologi bawah permukaan bumi dengan cukup baik, sehingga perangkap-perangkap hidrokarbon dapat dikenali dengan baik. Seismik refleksi terus mengalami perkembangan yang sangat pesat seiring dengan kemajuan teknologi, salah satunya adalah teknik inversi, yaitu suatu teknik karakterisasi reservoir dengan cara membuat model geologi bawah permukaan bumi yang terekam oleh alat dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2007). Melalui metode ini diharapkan reservoir dapat dikarakterisasi dengan lebih baik.

Karakterisasi reservoir yang meliputi delinasi, deskripsi, dan monitoring diperlukan untuk dapat melihat secara penuh keadaan reservoir. Karakterisasi reservoir yang baik merupakan kunci untuk mencapai kesuksesan pengelolaan reservoir secara ekonomis. Untuk dapat mengkarakterisasi reservoir dengan baik studi terpadu yang melibatkan data seismik dan data sumur perlu dilakukan, salah satunya dengan menggunakan metode seismik inversi..

Seismik inversi adalah teknik untuk membuat model bawah permukaan bumi menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai control (Sukmono, 2000). Inversi *Acoustic Impedance* (AI) adalah salah satu metode seismik inversi setelah *Stack (post-stack Inversion)*. AI adalah parameter batuan yang besarnya dipengaruhi oleh tipe litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman tekanan dan temperatur. Oleh karena itu AI dapat digunakan sebagai indikator litologi, porositas, hidrokarbon, pemetaan litologi, *flow unit mapping* dan quantifikasi karakter reservoir. Secara natural AI akan memberikan gambaran geologi bawah permukaan yang lebih detail daripada seismik konvensional, karena umumnya amplitudo pada konvensional seismik akan memberikan gambaran batas lapisan, sementara AI dapat menggambarkan lapisan itu sendiri.

Di Indonesia sendiri, telah ditemukan juga cadangan minyak di batuan karbonat pada Formasi Baturaja, Formasi Kujung, dan lapangan minyak besar di Formasi Kais Cekungan Salawati Papua. (Arie, 2009)

Cekungan Salawati, Kepala Burung Papua, merupakan satu-satunya cekungan di Indonesia Timur yang telah matang dieksplorasi dan diproduksi. Dua cekungan berproduksi lainnya, Cekungan Bula dan Bintuni, tidak seintensif dikerjakan seperti Cekungan Salawati.

Minyak pertama kali ditemukan di Cekungan Salawati pada tahun 1936 melalui penemuan Lapangan Klamono. Saat itu, lapangan ini ditemukan melalui rembesan minyak pada antiklin permukaan. Penelitian-penelitian selanjutnya menampakkan bahwa Lapangan Klamono sesungguhnya merupakan struktur terumbu karbonat yang menyebabkan *draping* membentuk antiklin pada lapisan silisiklastik di atasnya. Sejak itu, *play type* terumbu karbonat menjadi primadona di cekungan ini, dan ini terus berlanjut sampai sekarang, setelah lebih dari 70 tahun. Karbonat penyusun terumbu ini terkenal sebagai Formasi Kais berumur Miosen Tengah-Miosen Akhir.

Saat sistem PSC diperkenalkan, Petromer Trend dan Phillips Petroleum mengeksplorasi wilayah ini secara sangat intensif, itu terjadi pada akhir tahun 1960-an dan awal 1970-an. Semua usaha yang serius dan intensif akan berbuah hasil yang baik. Maka pada tahun-tahun itu ditemukanlah lapangan-lapangan minyak skala besar di cekungan ini, misalnya Lapangan Walio dan Kasim. Lapangan Walio pada masanya (awal 1970-an) pernah tercatat sebagai lapangan minyak terbesar di *SE Asia* dari *play type* terumbu karbonat (Longman, 1996). Sampai sekarang, teman-teman Pertamina, PetroChina, dan Pearl masih mengeksplorasi cekungan ini dengan tipe *play* yang sama. (Satyana, 2009)

Impedansi akustik secara langsung menggambarkan karakter fisis di dalam lapisan batuan dan bukan pada bidang batas perlapisan, sehingga dapat digunakan untuk pembuatan model karakter reservoir. Impedansi akustik dan berbagai karakter fisis batuan hasil turunannya juga digunakan untuk mengidentifikasi suatu reservoir. Identifikasi dilakukan terhadap bagaimana kualitas sebuah reservoir beserta penyebarannya, baik secara vertikal maupun lateral. Model

karakter reservoir maupun identifikasi reservoir ini sangat bermanfaat dalam manajemen reservoir (Ariadmana, 2006).

Impedansi akustik dipengaruhi langsung oleh litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan, dan temperatur. Oleh karena itu *AI* dapat digunakan sebagai indikator litologi, porositas, juga dapat digunakan untuk mengidentifikasi keberadaan hidrokarbon. Karena keunggulan sifat impedansi akustik ini lebih baik dalam menggambarkan sifat fisis bawah permukaan dibandingkan data seismik konvensional, maka dilakukan usaha untuk mendapatkan nilai impedansi akustik dari data seismik, yang dikenal sebagai inversi *post-stack* data seismik. Sehingga dengan melakukan inversi dan pemodelan impedansi akustik pada Formasi Kais Cekungan Salawati ini dapat memberikan informasi seputar reservoir pada formasi tersebut berupa arah penyebarannya baik secara vertikal maupun lateral, sehingga dapat digunakan untuk manajemen reservoir lebih lanjut.

## **I.2. Maksud dan Tujuan**

Maksud dari penelitian ini adalah untuk karakterisasi reservoir daerah penelitian dengan menganalisa porositas, serta nilai *acoustic impedance* (AI) berdasarkan penampang seismik AI.

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah :

1. Untuk menerapkan inversi sparse spike di lapangan “Panda” Formasi Kais Cekungan Salawati Papua berdasarkan nilai *acoustic impedance* (AI) dan kombinasi data *well*.
2. Menentukan daerah *porous* yang berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon pada lapangan “Panda” berdasarkan nilai impedansi akustik dan porositas sumur di sekitarnya.

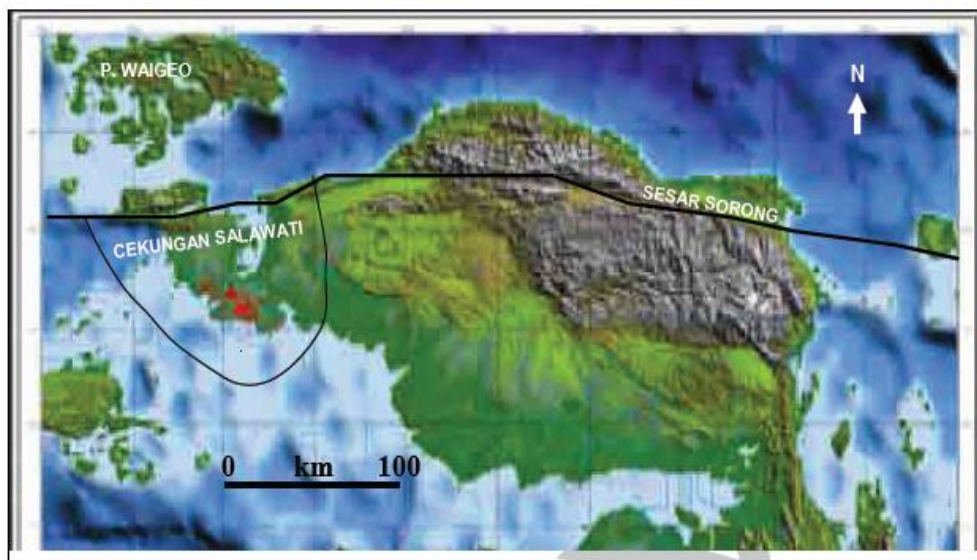
## **I.3. Batasan Masalah**

Pada penelitian ini dibatasi pada metoda Inversi Sparse Spike yang digunakan untuk menganalisa porositas, serta nilai *acoustic impedance* (AI) berdasarkan penampang seismik AI di lapangan ‘Panda’ Formasi Kais Cekungan Salawati Papua. Data sumur yang digunakan berjumlah 5 sumur yaitu, sumur MS

01, MS 02, MS 03, MS 04, MS 05. Penelitian tersebut bertujuan untuk menerapkan inversi sparse spike dan mengetahui daerah porous yang berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon pada lapangan “Panda” Formasi Kais Cekungan Salawati Papua.

#### 1.4. Waktu dan Lokasi Penelitian

Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan data-data dari PT. PERTAMINA dengan obyektif Formasi Kais, Cekungan Salawati Papua, yang selanjutnya diberi nama Lapangan “*Panda*”. Cekungan Salawati merupakan cekungan yang terletak di sekitar Pulau Papua bagian barat, tepatnya berada di daerah Kepala Burung pada Pulau Papua seperti yang ditunjukkan pada **Gambar I.1.**



**Gambar I.1.** Lokasi Cekungan Salawati Papua Indonesia (Visser dan Hermes, 1962 *op. cit.* Pireno, 2008).

Penelitian tugas akhir ini dilaksanakan selama kurang lebih dua bulan terhitung sejak 16 September 2011 sampai dengan 16 November 2011 di PT. PERTAMINA *Upstream Technology Center* (UTC), Gedung Kwarnas Nasional lantai 11, Jl. Medan Merdeka Timur No. 6 Jakarta Pusat.

## **BAB II**

### **TINJAUAN PUSTAKA**

Daerah Indonesia Timur merupakan daerah yang kompleks secara geologi. Hingga saat ini penelitian yang dilakukan di daerah Indonesia Timur dan sekitarnya masih belum komprehensif sehingga studi dan penelitian lebih lanjut terus dilakukan. Eksplorasi yang dilakukan di daerah Indonesia Timur semakin intensif seiring dengan berkembangnya tuntutan pengetahuan geologi di daerah ini. Bertambahnya informasi mengenai daerah baru yang memiliki prospek juga semakin menambah pengetahuan geologi di daerah Indonesia Timur ini. Data baru yang menjadi panduan untuk eksplorasi lebih mendalam di daerah Indonesia Timur diharapkan dapat memberikan jawaban atas berbagai pertanyaan yang sering muncul akibat belum komprehensifnya penelitian-penelitian di daerah Indonesia Timur (Riadini, 2009).

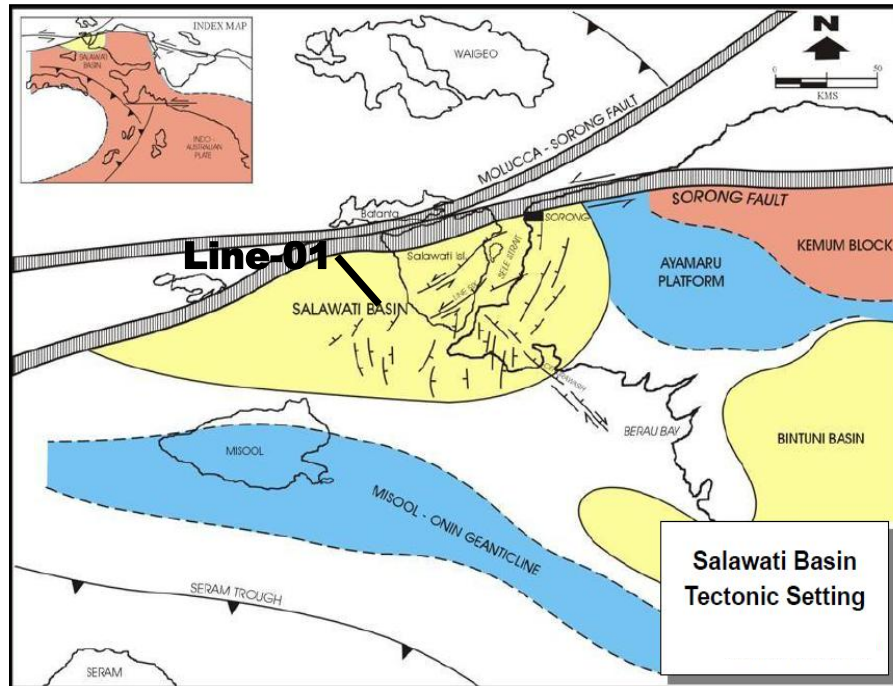
Penelitian-penelitian yang terus dilakukan di daerah Indonesia Timur, khususnya di daerah Kepala Burung, memberikan berbagai hipotesis mengenai struktur dan tektonik yang berkembang di daerah tersebut. Hipotesis bahwa Kepala Burung mengalami rotasi atau merupakan suatu *micro-continent* masih terus dikembangkan. Charlton (2000), menyatakan adanya rotasi berlawanan arah jarum jam dari Kepala Burung yang terjadi sekitar 5 juta tahun lalu (jtl). Hal tersebut memberikan asumsi bahwa terdapat struktur aktif pada umur 5 jtl dan menjelaskan bahwa fenomena pergerakan Lempeng Pasifik terhadap Lempeng Baratlaut Australia masih terus aktif hingga saat ini, mengingat relatif mudanya struktur yang mempengaruhi rotasi Kepala Burung tersebut. Zona Sesar Sorong (SFZ) merupakan struktur muda yang berkembang di bagian utara Papua, memanjang hingga 1000 km dari bagian timur hingga barat Kepala Burung. Umur pembentukannya yang relatif muda (Miosen Akhir) mengasumsikan bahwa SFZ ini merupakan struktur yang berpengaruh pada pembentukan Cekungan Salawati, yang juga berkaitan dengan rotasi Kepala Burung serta rotasi Pulau Salawati dari Kepala Burung, sehingga diasumsikan bahwa rotasi yang terjadi di Kepala Burung tersebut berkaitan dengan aktifnya SFZ (Riadini, 2009).

## **II.1. Geologi Cekungan Salawati Papua dan Sekitarnya**

Cekungan Salawati merupakan salah satu cekungan sedimentasi yang terletak di wilayah Papua Barat, yang sudah dikenal sebagai cekungan Tersier penghasil minyak yang besar di kawasan Indonesia Bagian Timur. Cekungan ini berarah timur-barat terletak di batas utara Lempeng Benua Australia yang bergerak ke arah utara sebagai *passive margin* yang berbatasan dengan Lempeng Samudera Pasifik yang bergerak relatif ke arah barat dan dibatasi oleh adanya sesar mendatar regional yaitu Sesar Sorong. Cekungan Salawati berkembang di sebelah selatan Sesar Sorong dan perkembangan cekungannya dikontrol oleh pergerakan sesar besar mendatar ini (Hamilton, 1979).

Cekungan Salawati masih tergolong sebagai suatu cekungan sedimentasi yang relatif muda karena mulai terbentuknya baru pada kala Miosen Tengah dan cekungannya mengalami penurunan yang sangat intensif pada Kala Pliosen hingga Pleistosen yang diasumsikan sebagai akibat dari aktifnya pergerakan sesar mendatar Sorong. Gambar sayatan garis seismik yang berada dekat zona Sesar Sorong, menunjukkan betapa tebalnya endapan batuan sedimen yang berumur Pliosen dan Pleistosen di daerah ini yang mencapai lebih dari 4.000 meter. Adanya kenampakan beberapa ketidakselarasan pada kala Pliosen dan Plio-Pleistosen di garis seismik ini diduga sebagai akibat dari adanya pergerakan sesar yang periodik atau yang tidak bergerak secara terus menerus (Pireno, 2008).

Dalam perkembangannya, Cekungan Salawati di bagian utara dibatasi oleh patahan mendatar besar yaitu Sesar Sorong yang juga merupakan batas antara Lempeng Benua Australia dengan Lempeng Samudera Pasifik. Di bagian timur, cekungan ini di batasi oleh paparan Ayamaru pada daerah tinggian Kemum dan di bagian selatan di batasi oleh adanya pengangkatan geantiklin Misool-Onin (**Gambar II.1**).



**Gambar II.1.** Peta Tataan Tektonik di daerah Kepala Burung Papua yang memperlihatkan bahwa Cekungan Salawati dibatasi oleh Sesar Sorong di bagian utaranya (Hamilton, 1979).

### II.1.1. Tataan Tektonik Cekungan Salawati Papua

Secara regional, tektonik Indonesia Timur dikontrol oleh adanya interaksi antara Lempeng Indo-Australia, Eurasia dan Pasifik yang mengakibatkan telah terjadinya deformasi tektonik di daerah Kepala Burung, Papua. Lempeng Benua Indo-Australia yang bergerak ke utara sebagai *passive margin* bertemu dengan Lempeng Samudera Pasifik yang bergerak relatif ke arah barat sejak kala Miosen Tengah yang diasumsikan telah mengakibatkan berkembangnya sesar mendatar sinistral Sorong (Hamilton, 1979). Adanya interaksi antara pergerakan Lempeng Australia dan Lempeng Samudera Pasifik ini yang menyebabkan terjadinya pergerakan mendatar Sesar Sorong, yang diduga juga sebagai penyebab terbentuknya Cekungan Salawati.

Beberapa sumur pemboran eksplorasi di Cekungan Salawati telah menembus batuan dasar yang jenisnya bervariasi yaitu terdiri dari batuan beku granit yang berumur Kapur, batuan meta-sedimen atau metamorf yang berumur Perm juga berumur Silur yang mengidentifikasikan bahwa Cekungan Salawati masih merupakan bagian dari Lempeng Indo-Australia. Pada (**Gambar I.1**) dapat ditunjukkan bahwa Lempeng Indo-Australia berada di sebelah selatan dari zona



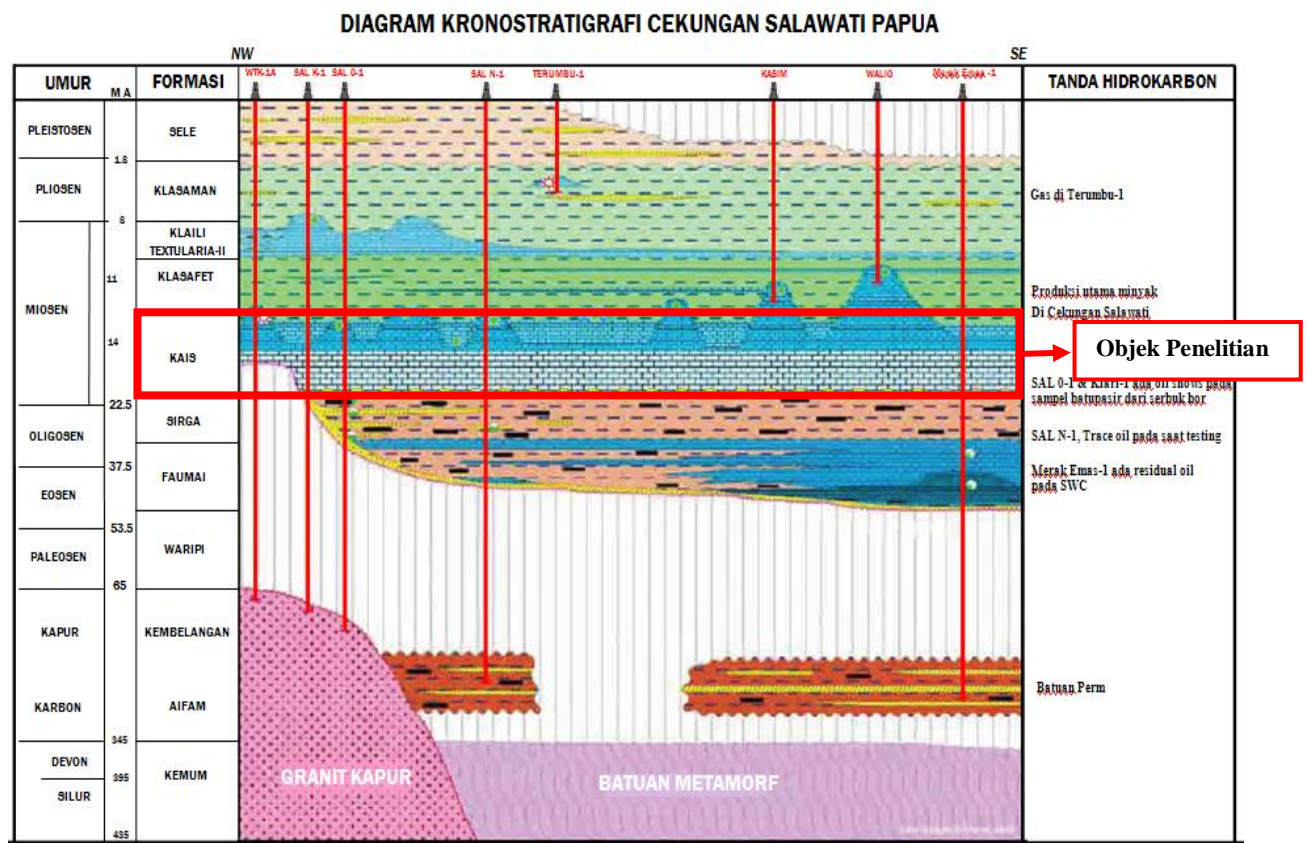
Sesar Sorong sedangkan Lempeng Samudera Pasifik berada di sebelah utara zona Sesar Sorong yang ditunjukkan adanya singkapan batuan *ultra-mafic* di Pulau Waigeo (Redmond dan Koesoemadinata, 1976; Vincellette dan Soeparyadi, 1976)

Adanya interaksi antara pergerakan Lempeng Australia dan Lempeng Samudera Pasifik ini yang menyebabkan terjadinya pergerakan mendatar Sesar Sorong, yang diduga juga sebagai penyebab terbentuknya Cekungan Salawati. yang melewati daerah zona Sesar Sorong yang memperlihatkan struktur yang kompleks pada bagian kiri penampang dan Cekungan Salawati pada bagian kanan penampang memperlihatkan struktur monoklin yang meninggi ke arah tenggara. Kenampakan struktur geologi yang ditemukan dalam Cekungan Salawati adalah struktur lipatan asimetri dan *tensional faults*) yang berarah timurlaut-baratdaya sebagai akibat adanya pergerakan Sesar Sorong (Pireno, 2008).

Ada beberapa periode patahan teridentifikasi dalam cekungan ini, tetapi yang paling ekstensif berkembang adalah patahan-patahan yang terjadi pada kala Pliosen hingga Pleistosen (Harper et al., 1978). Diinterpretasikan bahwa patahan-patahan yang sifatnya tensional ini bisa bertindak sebagai jalur-jalur migrasi vertikal bagi hidrokarbon dari dapur hidrokarbon ke struktur perangkap yang mempunyai reservoir berkualitas baik, seperti batupasir Sirga, batugamping terumbu Kais bawah dan batugamping terumbu Kais bagian atas, batupasir dan batugamping terumbu Formasi Klasaman yang berumur Pliosen.

### **II.1.2. Tataan Stratigrafi Cekungan Salawati Papua**

Urutan stratigrafi batuan Tersier di Cekungan Salawati telah ditulis oleh Visser dan Hermes (1962), Vincelette dan Soeparyadi (1976), Soedirdja dan Gibson-Robinson (1986) seperti yang ditunjukkan pada Lampiran B. (**Gambar II.2**) memperlihatkan diagram kronostratigrafi Cekungan Salawati yang disarikan oleh Pireno (2005) dan yang memperlihatkan urutan-urutan sejarah pengendapan di cekungan ini.



**Gambar II.2.** Diagram Kronostratigrafi Cekungan Salawati Papua ( Pireno. 2005).

#### **II.1.2.1. Batuan Pra-Tersier**

Batuan pra-Tersier yang telah teridentifikasi dari data sumur pemboran eksplorasi adalah batuan beku granit, batuan meta-sedimen dan batuan metamorf. Batuan pra-Tersier tertua yang pernah tertembus sumur pemboran adalah Formasi Kemum yang berumur Silur-Devon yang terdiri dari batuan metamorf berderajat rendah yang dicirikan dengan ditemukannya fosil Graptolites berumur Silur dan Ostracoda yang berumur Devon. Batuan metamorf ini berasal dari batulempung yang berwarna kehitaman-coklat tua disisipi batupasir kuarsa tipis-tipis. Formasi Kemum ini tertembus dalam sumur-sumur pemboran SL-1, SAR-1X, KLF-1 dan KGG-1 (Pireno, 2008).

Formasi Aifam telah tertembus oleh sumur eksplorasi SC-1X, ME-1, West K-1 dan KMG-1 terdiri dari batulempung laut dangkal yang berumur Karbon Akhir dan selang-seling batulempung, batupasir dan batubara yang diendapkan dalam lingkungan laut dangkal hingga sistem delta. Formasi ini mengalami sedikit metamorfosa dan dianggap sebagai batuan dasar ekonomik.

Formasi Kembelangan merupakan formasi yang berumur Jura-Kapur, terdiri dari endapan tuff hasil kegiatan vulkanik dan intrusi yang menyertai tektonik di daerah itu. Formasi ini diendapkan secara tidak selaras di atas formasi sebelumnya. Di bagian barat dari Pulau Salawati ada 3 (tiga) sumur eksplorasi yang menembus batuan dasar berupa batuan beku granit berumur Kapur yang mengintrusi batuan metamorf berumur Paleozoikum. Sumur-sumur itu adalah SA-1X, SD-1X dan SW-1X.

#### **II.1.2.2. Batuan Tersier**

Batuan berumur Tersier yang diendapkan dalam Cekungan Salawati adalah batuan-batuan yang tergolong dalam Formasi Fumai, Formasi Sirga, Formasi Kais, Formasi Klasafet, Formasi Klasman dan Formasi Sele.

##### ***Formasi Fumai (Eosen-Oligosen Awal)***

Formasi Fumai terdiri dari batupasir, batulempung, batugamping dan dolomite yang diendapkan dalam lingkungan pengendapan yang berbeda-beda, tidak selaras menumpang di atas batuan metamorf Formasi Aifam berumur Perm. Formasi Fumai yang tertembus oleh sumur SC-1X dan SD-1X pada umumnya berupa batugamping dengan sisipan tipis batupasir dan batulempung dan di bagian

atasnya adalah dolomite. Pada sumur KMN-1 di bagian timur cekungan di dominasi oleh selang-seling batulempung dan batupasir yang semuanya diendapkan dalam lingkungan laut dangkal. Ketebalan Formasi Fumai berkisar antara 800-1000 kaki, tetapi di daerah Merak Emas di bagian selatan dari cekungan. Formasi Fumai berkembang sebagai batugamping terumbu dan batugamping paparan. Pada awal pengendapannya, saat mulai fase transgresi batugamping Fumai diendapkan berkembang sebagai batugamping terumbu, kemudian disusul dengan pengendapan batugamping fasies lempungan diendapkan dalam lingkungan laut yang agak dalam pada fase transgresi akhir, seperti yang terlihat pada penampang seismik Line-05 Lampiran B (Pireno, 2008).

Dalam kolom stratigrafi regional Indonesia bagian timur (Lampiran B) yang merupakan hasil studi antara *Core Laboratories* dan Pertamina, dapat dilihat bahwa pada akhir kala Oligosen Awal telah terjadi penurunan muka air laut yang cukup signifikan, sehingga pada daerah yang tadinya merupakan dasar laut berubah menjadi daratan. Salah satu alasan untuk menerangkan terjadinya penurunan muka air laut yang sangat signifikan salah satunya adalah terjadinya suatu peristiwa tektonik. data seismik memperlihatkan bahwa Formasi Sirga diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Fumai dan diendapkan dalam cekungan separuh graben seperti yang ditunjukkan pada penampang seismik . Apabila diintegrasikan antara data stratigrafi dari Corelab yang menunjukkan adanya penurunan muka air laut yang tinggi, data sumur eksplorasi (SC-1X) yang memperlihatkan batulempung Formasi Sirga diendapkan di atas batugamping Formasi Fumai dan data seismik yang memperlihatkan bahwa Formasi Sirga diendapkan dalam struktur separuh graben, maka diduga bahwa Formasi Sirga kemungkinan diendapkan dalam lingkungan danau dangkal. Data-data pendukung yang digunakan untuk membuktikan bahwa Formasi Sirga diendapkan dalam lingkungan danau akan dibahas dalam bab-bab berikutnya (Pireno, 2008).

### ***Formasi Sirga (Oligosen Akhir)***

Formasi Sirga diendapkan secara tidak selaras di atas batugamping Formasi Fumai, tetapi ke arah daerah tinggian Formasi Sirga membaji di atas batuan dasar. Formasi Sirga yang ditemukan di desa Sirga terdiri dari batupasir kuarsa, batupasir konglomeratan dengan sisipan batulempung abu-abu dan

batubara, batupasir abau yang mengandung lapisan-lapisan tipis konsentrasi fosil-fosil sisa tanaman. Di sumur SC-1X dan SD-1X formasi ini tertembus sebagai selang-seling batulempung hitam, batupasir dengan sisipan tipis batugamping coklat. Dalam sumur #59-133 di bagian timur cekungan, Formasi Sirga terdiri dari selang-seling konglomerat yang berbutir kasar dengan fragmen kuarsa, menyudut tanggung, sortasi buruk dengan batupasir konglomeratan, batupasir dan batulempung. Dengan ditemukannya lapisan-lapisan batubara dan fosil-fosil sisa tanaman diperkirakan Formasi Sirga di sini diendapkan dilingkungan pengendapan air dangkal dan paralik yang mengandung banyak kerogen spropel yang tidak berstruktur. Berdasarkan hasil analisis geokimia dari minyak-minyak di Cekungan Salawati yang dilakukan oleh Thompson (1998) dari Robertson Research International untuk Petromer Trend menyebutkan adanya bukti kemunculan alga air tawar yang cukup melimpah (*Botryococcus*) sebagai ciri endapan danau yang diduga berkembang dalam struktur separuh-graben seperti yang terlihat pada penampang seismik Line-06 (Pireno, 2008).

#### ***Formasi Kais (Miosen Awal-Miosen Akhir)***

Setelah pengendapan Formasi Sirga, kemudian disusul terjadinya fase transgresi mulai akhir Kala Oligosen Akhir, dimana muka air laut kembali naik dan menggenangi wilayah Cekungan Salawati. Pada fase transgresi ini diendapkan secara tidak selaras batulempung gampingan, batugamping paparan dan batugamping terumbu Formasi Kais. Secara seismik, Formasi Kais dapat dibedakan menjadi 2 bagian yaitu Formasi Kais bagian bawah dan Formasi Kais bagian atas (Pireno, 2008).

Formasi Kais bagian bawah yang berumur Miosen Awal terdiri dari batugamping paparan dan batugamping terumbu yang disebut sebagai horizon intra-Kais dan hanya berkembang di daerah sub-cekungan Matoa di bagian utara Cekungan Salawati. Batuan-batuan karbonat ini diendapkan di daerah paparan laut dangkal yang luas. Pada daerah yang mempunyai energi gelombang yang lebih besar batugampingnya tumbuh sebagai batugamping terumbu dan pada daerah yang mempunyai energi rendah berkembang sebagai batugamping paparan dan batulempung gampingan. Pada saat pengendapan Formasi Kais bagian bawah ini, telah terjadi penurunan muka air laut yang singkat sehingga batugamping

Formasi Kais bagian bawah ini tersingkap ke permukaan yang telah mengakibatkan berkembangnya porositas sekunder, karena adanya proses pelarutan oleh air tawar di bagian permukaan. Berkembangnya porositas sekunder ini telah terbukti dengan ditemukannya baik minyak maupun gas dalam perangkat batugamping terumbu seperti contohnya pada sumur SC-1X, sumur SF-1X dan juga batugamping paparan seperti di lapangan Matoi, dan di daerah Walio-Jaya di bagian selatan cekungan, batugamping ini berkembang sebagai batugamping paparan dan telah ditembus oleh sumuran sebagai zona hilang sirkulasi selama proses pemborannya. Pada periode-periode yang lalu hanya dengan menggunakan data seismik 2D tidak mampu mengidentifikasi kenampakan batugamping terumbu Formasi Kais bagian bawah ini, tetapi dengan makin majunya teknologi, dengan data seismik 3D mampu mendeteksi dan merefleksikan pertumbuhan batugamping terumbu ini seperti terlihat pada penampang seismik Line-07 pada Lampiran B (Pireno, 2008).

Pada kala Miosen Tengah hingga Miosen Akhir terjadi lagi fase transgresi sehingga dengan naiknya muka air laut ini kemudian disusul lagi dengan pengendapan batugamping Formasi Kais bagian atas. Di daerah tinggian Matoi, batugamping ini diendapkan sebagai batugamping paparan seperti pada penampang seismik Line-07 yang menutupi batugamping terumbu Formasi Kais bawah dan bisa berfungsi sebagai batuan penutup bagi batugamping terumbunya. Di daerah Kasim-Jaya-Walio batugamping ini berkembang sebagai batugamping terumbu dan *carbonate bank*, sebagai batuan reservoir utama di wilayah ini. Dan di lepas pantai bagian selatan di lapangan minyak STA-STC batugamping Formasi Kais bagian atas ini berkembang sebagai batugamping terumbu yang berkembang menjadi batuan reservoir utama di lapangan ini (penampang seismik Line-08 pada Lampiran B). Lapangan-lapangan yang juga memproduksi baik minyak maupun gas dari Formasi Kais bagian atas ini antara lain adalah Klalin, Kasim, Walio dan STA (Pireno, 2008).

Pada saat akhir pengendapan batugamping Formasi Kais bagian atas ini, mulai terjadi transgresi sehingga di atas batugamping Kais ini diendapkan batulempung yang diendapkan di lingkungan pengendapan laut dangkal secara

membaji di atas batugamping Kais. Fasies batulempung ini kemudian disebut sebagai Formasi Klasafet.

#### ***Formasi Klasafet (Miosen Tengah-Miosen Akhir)***

Formasi Klasafet terdiri dari batulempung dengan sisipan-sisipan batugamping tipis yang diendapkan pada saat mulai terjadinya fase transgresi setelah pengendapan batugamping Formasi Kais dalam lingkungan pengendapan laut dangkal tertutup yang membaji di atas batugamping Kais di bagian utara dan selatan. Pengendapan Formasi Klasafet diakhiri dengan pengendapan batugamping laut dalam yang disebut sebagai batugamping *Textularia*, dan tumbuh sebagai batugamping terumbu meja pada daerah tinggian di sekitar struktur SW di bagian barat laut cekungan. Batugamping terumbu ini disebut sebagai batugamping Klaili, yang telah ditembus oleh sumur SA-1X yang pernah diuji dan mengalir minyak sebanyak 300 barel minyak per hari selama dilakukan testing (Pireno, 2008).

#### ***Formasi Klasaman (Pliosen)***

Bersamaan dengan mulai aktifnya sesar mendatar Sorong, Cekungan Salawati juga mengalami penurunan yang intensif selama kala Pliosen sehingga diendapkanlah Formasi Klasaman yang diendapkan secara selaras di atas Formasi Klasafet. Formasi Klasaman terdiri dari batulempung laut dalam yang bersisipan batupasir dan batugamping. Karena sangat intensifnya penurunan cekungan sehingga Formasi Klasaman mempunyai ketebalan yang sangat signifikan yaitu mencapai sekitar 7.000-8.000 kaki. Formasi ini bisa berfungsi sebagai batuan penutup di Cekungan Salawati. Di daerah Klalin sebelah selatan kota Sorong, dari data sumur-sumur Klalin teridentifikasi adanya selang-seling batupasir dan batulempung yang agak tebal, tetapi pada sumur TRB-1 teridentifikasi adanya batugamping terumbu yang berumur Pliosen pada data seismik. Setelah dilakukan pemboran, sumur TRB-1 menemukan batugamping terumbu yang berumur Pliosen dan mengandung gas biogenik (Pireno, 2008).

#### ***Formasi Sele (Pleistosen)***

Kemudian pada akhir kala Pliosen terjadilah pengangkatan pada paparan Ayamaru di bagian timur cekungan dan juga daerah di utara Sesar Sorong yang

akan menjadi sumber dari batuan-batuan klastik kasar hingga halus yang diendapkan pada Formasi Klasaman bagian atas dan Formasi Sele (Pireno, 2008).

Formasi Sele yang berumur Pleistosen dan terdiri dari batulempung, batuan sedimen klastik kasar, konglomerat atau aglomerat menumpang secara tidak selaras di atas Formasi Klasaman. Batuan-batuan Formasi Sele banyak tersingkap di daerah Sorong dan sekitarnya.

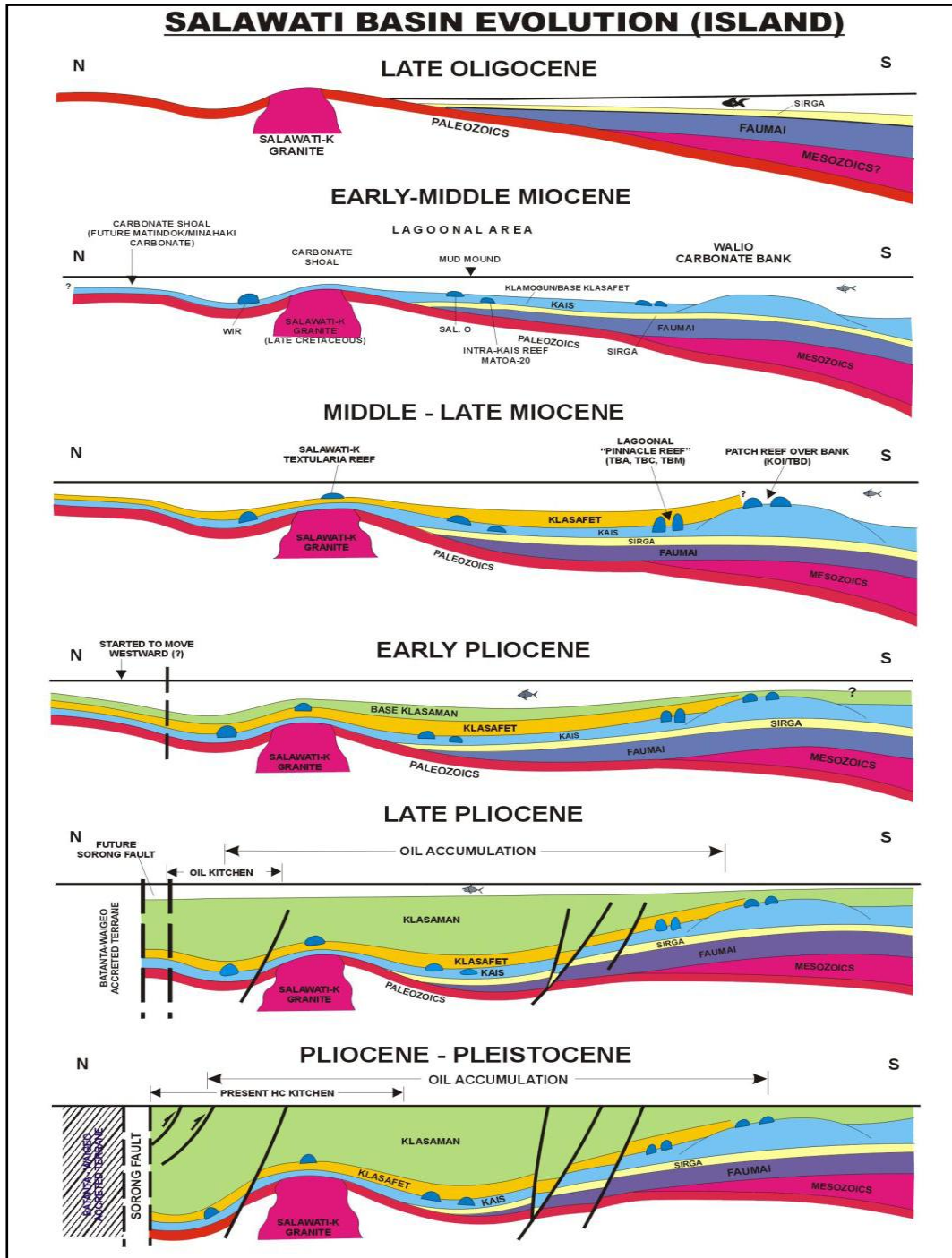
### **II.1.3. Kerangka Struktur Cekungan Salawati Papua**

Elemen struktur utama Cekungan Salawati adalah Sesar Sorong, yang membatasi cekungan di sebelah utara. Sesar ini merupakan sesar mendatar-kana yang aktif sejak Pliosen Awal. Kondisi struktur cekungan pada masa sekarang didominasi oleh sesar-sesar normal yang berarah NNE-SSW sebagai konjugasi dari Sesar Sorong. Pergerakan sepanjang Sesar Sorong telah menghasilkan lipatan-lipatan dan *sear* mendatar-kanan dengan kecenderungan pergerakan normal melalui Pulau Sawalati. Pergerakan ini telah mengaktifkan kembali sesar normal purba yang terbentuk akibat *rifting* pada Paleozoik Akhir-Mesozoik, seperti Sesar Cendrawasih, menjadi sesar mendatar-kanan antitetik (Satyana, 2003).

#### **II.1.3.1. Evolusi Cekungan Salawati Papua**

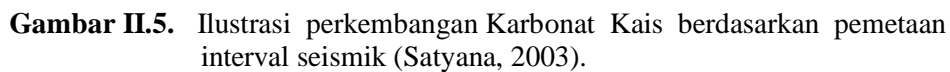
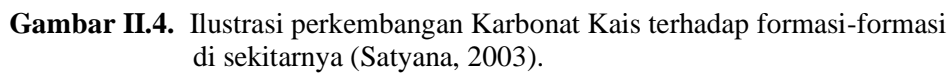
Menurut Satyana (2003) berdasarkan penelitian regional yang dilakukannya dari 1997 hingga 2000, mengenai evolusi cekungan, struktur, geokimia, paleogeografi Kais, dan sedimentologi disimpulkan bahwa Cekungan Salawati telah mengalami perubahan arah cekungan dari yang berarah selatan selama Paleozoik hingga Pliosen Awal menjadi berarah utara sejak Pliosen Akhir. Gambar II.3 menyimpulkan tentang evolusi cekungan dan perubahan arah cekungan. Perubahan arah ini berhubungan dengan aktifitas tektonik Sorong terhadap Cekungan Salawati. Susunan stratigrafi cekungan sebelum perubahan arah adalah Kelompok Aifam dan Kemum yang berumur Paleozoik, Tipuma dan kelompok Kembelengan yang berumur Mesozoik, dan pada Tersier Awal hingga Mio-Pliosen diendapkan Faumai, Sirga, Kais, Klasafet serta Klasaman bagian bawah. Setelah perubahan arah cekungan ini pada Mio-Pliosen sangat berpengaruh terhadap perkembangan dan evolusi paparan karbonat Kais.





**Gambar II.3.** Evolusi Cekungan Salawati bagian barat. Perubahan arah cekungan terjadi bagian barat antara Miosen dan Pliosen Awal. Bagian timur dan tengah cekungan mengalami penurunan akibat respon terhadap pengangkatan di utara dan selatan, sehingga menghasilkan daerah lagoon yang dalam (Satyana, 2003).

Satyana (2003) membagi perkembangan Formasi Kais menjadi 3 tahapan. Tahapan pertama meliputi paparan karbonat, *build-up* dalam paparan (intra-Kais), dan terumbu Kais dengan relief rendah dengan ketebalan tutupan Klasafet 1.400 kaki seperti yang ditunjukkan pada Gambar II.4. Tahapan kedua meliputi *build-up* karbonat dengan relief tinggi moderat dengan tebal tutupan Klasafet kira-kira 1.400-1.800 kaki. Tahapan ketiga meliputi *build-up* karbonat yang berelief tinggi dengan tebal tutupan Kalsafet kurang dari 800 kaki (**Gambar II.5**).



### **II.1.3.3. Fasies Karbonat Kais**

Satyana (2003) melakukan identifikasi fasies karbonat Kais berdasarkan kehadiran fosil dan ukuran cangkang (mikrofasies). Sekurang-kurangnya didapatkan lima pembagian fasies yaitu *patch reef* sepanjang Tinggian Arar, *lagoon mud* atau *reef mound*, Terumbu sepanjang punggung Salawati, dan *patch reef* sepanjang Walio Bank yang dijelaskan lebih lanjut pada Lampiran C.

### **II.2. Petroleum System Cekungan Salawati Papua**

Beberapa syarat *petroleum system* antara lain adanya batuan induk (*source rock*), batuan reservoir (*reservoir*), migrasi (*migration*), jebakan (*trap*), batuan penutup (*seal*) dan batuan *overburden*. Selain syarat di atas, terdapat juga kriteria lain seperti temperature, berat jenis minyak, porositas, dan permeabilitas reservoir dan para meter lainnya.

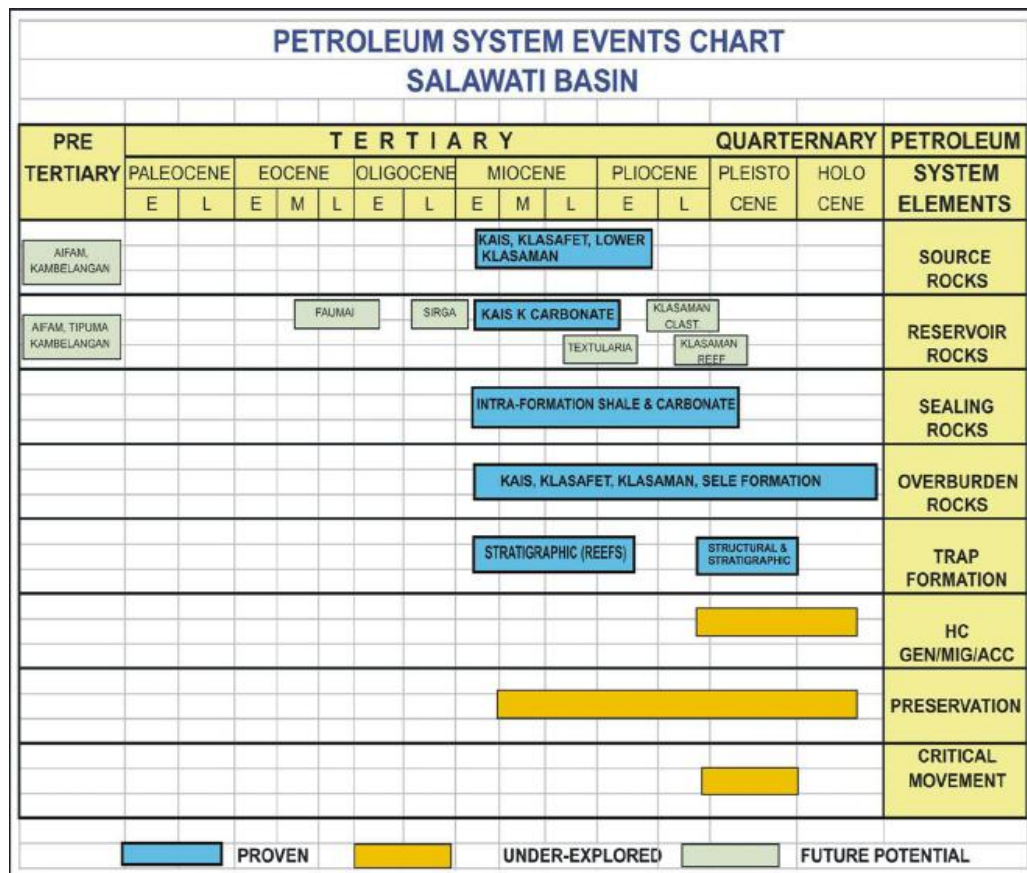
Batuan sumber daerah Cekungan Salawati berasal dari batulempung dan serpih Formasi Klasafet, batugamping pada Formasi Kais dan batulempung dan serpih pada Formasi Klasaman awal.

Formasi yang diperhitungkan akan menghasilkan hidrokarbon adalah Formasi Kais. Hidrokarbon yang terakumulasi di Formasi Kais juga selain dari Formasi Kais itu sendiri, juga berasal dari Formasi Klasafet dan Formasi Klasaman.

Batuan reservoir lainnya adalah Klasafet (Textularia II dan “U” Marker) yang berumur Miosen akhir. Jebakan hidrokarbon di Cekungan Salawati terdapat di Formasi Kais berupa kompleks terumbu karbonat dan karbonat paparan yang tersesarkan. Jebakan dalam jumlah yang lebih kecil ada di Formasi Klasafet dan Klasaman.

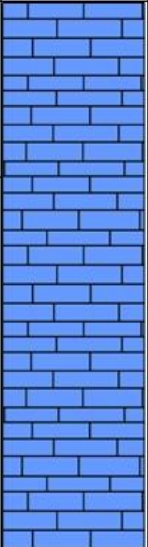
Batuan penutup (*seal rock*) berupa serpih karbonat dari formasi Klasafet dan batugamping kristalin Formasi Kais. Batuan yang menjadi *overburden* adalah batuan gamping (*limestone*) pada Formasi Kais, dan clay pada Formasi Klasafet, Klasaman dan Sele. *petroleum system* Cekungan Salawati dapat dilihat pada Tabel II.1 sebagai berikut :

**Tabel II.1.** Petroleum System Cekungan Salawati (Satyana, dkk, 2000)



### II.3. Geologi Lokal Lapangan Panda

Geologi lokal lapangan Panda dibuat berdasarkan profil sumur yang telah dibuat oleh peneliti dan telah dibagi menjadi beberapa lingkungan pengendapan. Proses geologi yang berlangsung pada daerah telitian sangat dipengaruhi oleh perubahan muka air laut, dimana kenampakan seperti itu diasumsikan awalnya terendapkan adalah Fasies Wackestone-1 dengan lingkungan berupa Lagoon, kemudian akibat adanya kenaikan air laut maksimal yang mengakibatkan berkembangnya Fasies Packstone dengan lingkungan berupa Organic Build Up kemudian terjadi penurunan muka air laut, sehingga terbentuk Fasies Wackestone-2 yang memiliki lingkungan pengendapan yang sama, yaitu Lagoon.

KALA		LITOLOGI	FORMASI	LINGKUNGAN PENGENDAPAN	DESKRIPSI
MIOSEN	Akhir		KAIS	Lagoon	Terdiri dari batu gamping, wackestone. Terdapat miliola, pyrit. Ketebalan yaitu 81 kaki
				Organic Build Up	Terdiri dari batu gamping packstone, coklat, mikrokristalin, basilliferous, porositas baik. Ketebalan yaitu 41 kaki
	Awal			Lagoon	Terdiri dari batu gamping wackestone, coklat, mikrokristalin, porositas buruk, dolomitan. Terdapat hancuran koral dan miliolids. Ketebalan yaitu 130 kaki

**Gambar II.6.** Gambar Stratigrafi daerah penelitian (penulis, 2011)

### II.3. Penelitian Terdahulu

Inversi data seismik yang dilakukan pada Formasi Baturaja, Lapangan Raudatu, Cekungan Sunda, yang merupakan salah satu lapangan CNOOC SES Ltd yang bertujuan untuk memperkirakan karakter dan penyebaran reservoir lapangan tersebut. Nilai impedansi akustik yang diperoleh dikontrol oleh porositas total, kenaikan porositas total akan menurunkan nilai impedansi akustik, dan sebaliknya. Kualitas reservoir pada Formasi Baturaja diketahui dikontrol oleh porositas mikro. Hasil inversi data seismik menunjukkan penyebaran reservoirnya berada pada bagian atas formasi. Distribusi reservoir yang relatif mengikuti arah orientasi sesar menunjukkan bahwa sesar tersebut telah meningkatkan kualitas reservoir. Konversi nilai porositas dari impedansi akustik dilakukan untuk mendapatkan parameter yang langsung berhubungan dengan kualitas reservoir. Hubungan linier antara porositas dan impedansi akustik menunjukkan simpangan data yang tinggi, sehingga akan menghasilkan nilai porositas hasil konversi dengan kesalahan yang cukup berarti. Reservoir dengan kualitas yang baik mempunyai nilai impedansi akustik dari (15.000–20.000) ft\*g/cc dengan perkiraan nilai porositas berkisar dari (19-27)% (Ariadmana, Y., 2006).

Lapangan “Nafri” Formasi Duri merupakan daerah yang sangat berpotensi terdapat minyak dan gas. Penyebaran porositas reservoir pada lapangan tersebut dibagi menjadi dua, yaitu reservoir *Sand A* dan reservoir *Sand B*. Penelitian ini menggunakan metode inversi, yaitu dengan mengubah jejak seismik menjadi bentuk impedansi akustik yang merupakan salah satu sifat fisis batuan. Parameter tersebut akan lebih memudahkan dalam interpretasi keadaan bawah permukaan dan dapat meningkatkan resolusi vertikal, karena dapat memisahkan lapisan berdasarkan kontras impedansi akustik serta dapat memperkirakan porositas dari properti impedansi akustik yang dihasilkan tersebut. Hasil analisa inversi *post-stack* yang telah dilakukan menunjukkan bahwa metode inversi *Model Based* untuk pemodelan menunjukkan hasil korelasi yang paling baik dengan tingkat kesalahan yang relatif kecil dan kontinuitasnya juga terlihat lebih jelas dibandingkan dengan metode inversi *Bandlimited* dan *Sparse Spike*. Peta distribusi porositas menunjukkan nilai porositas rata-rata pada reservoir Sand A sekitar (31,5-31,9)% dan Sand B sekitar (31,7-33,5)% yang hampir sama dengan nilai porositas riilnya dan nilai ini dapat dikategorikan sebagai nilai porositas yang istimewa (*Excellent*). Berdasarkan peta penyebaran porositas dan peta struktur waktu, setelah divalidasi dengan nilai porositas riilnya, lapangan “Nafri” terdapat 3 zona berkembang ke arah timur laut (*North-East*) yang berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon (Mashudi M.I., 2008).

Formasi kais terletak pada lapangan “X” yang merupakan bagian dari Cekungan Salawati. Formasi Kais merupakan reservoir yang baik sebagai tempat terakumulasinya hidrokarbon pada lapangan “X”. Reservoir Kais merupakan batuan karbonat *platform*. Porositas merupakan salah satu karakteristik batuan reservoir yang sangat penting dalam menentukan penyebaran reservoir. Telah dilakukan penelitian dengan menggunakan inversi seismik dengan metode *Model Based* dengan menggunakan data seismik 3D, Log *Sonic*, Log *Density*, marker dan *chekshot*, untuk menentukan distribusi porositas. Penyebaran reservoir dilakukan dengan menggunakan distribusi porositas yang didapatkan dari nilai *AI* hasil inversi. Distribusi porositas ini dibuat dengan *Slice AI map*, yang diratakan dengan selang berapa ms di bawah zona target pada penelitian ini yaitu Formasi Kais. Porositas yang bagus diindikasikan dengan zona *Low AI*. Puncak

dari nilai porositas yang bagus terletak pada *time* 30 ms di bawah Formasi Kais yang terletak pada sumur unila 5 dan unila 2 dan dari penyebaran porositas antar sumur unila 5 dan sumur unila 2 diusulkan sebagai lokasi sumur berikutnya dan dari penelitian selanjutnya terbukti bahwa sumur baru tersebut dapat menghasilkan produksi yang baik.

Pada Cekungan Salawati yang merupakan reservoir adalah Formasi Kais, yang terletak pada Blok Kepala Burung, Propinsi Papua Barat. Formasi Kais terbentuk pada pertengahan Miosen hingga akhir. Proses transgresi terus berlanjut dan diikuti oleh pertumbuhan terumbu karbonat. Ciri litologinya adalah *Wackstone-Boundstone*, dengan sedikit kerangka koral, matriks berupa batugamping yang terkristalisasi (beberapa terdolomitisasi), dan mempunyai tingkat porositas yang bagus (*vuggy-moldic porosities*) sehingga baik sebagai reservoir. Atribut Seismik digunakan untuk melihat penyebaran karbonat *build-up* dengan menggunakan atribut frekuensi dan amplitudo. Atribut turunan frekuensi yang digunakan merupakan frekuensi sesaat dan frekuensi dominan sedangkan pada turunan amplitudo digunakan RMS Amplitudo, Minimum Amplitudo dan Variansi pada Amplitudo. Hasil yang didapat dari atribut turunan frekuensi adalah frekuensi sesaat menunjukkan karbonat *build-up* Lapangan Bulls pada nilai frekuensi (47,5-50) Hz yang arah penyebarannya di selatan sampai dengan utara dan memiliki kandungan fluida. Frekuensi dominan menunjukkan karbonat *build-up* lapangan Bulls pada nilai frekuensi (5-18) Hz yang arah penyebarannya di selatan sampai dengan utara peta dan memiliki kandungan fluida. Pada Atribut turunan amplitudo, amplitudo RMS menunjukkan karbonat *build-up* pada nilai amplitudo (12.000-18.000) arah penyebarannya ke selatan sampai dengan utara. Minimum amplitudo menunjukkan karbonat *build-up* Lapangan Bulls pada nilai (35.000-25.000) arah penyebarannya ke selatan sampai barat daya. Variansi pada amplitudo lebih memperlihatkan penampakan struktur pada Lapangan Bulls yang memisahkannya dengan lapangan “X” yang berada di sebelah barat Lapangan Bulls (Sitorus, S.L., 2008).

### BAB III

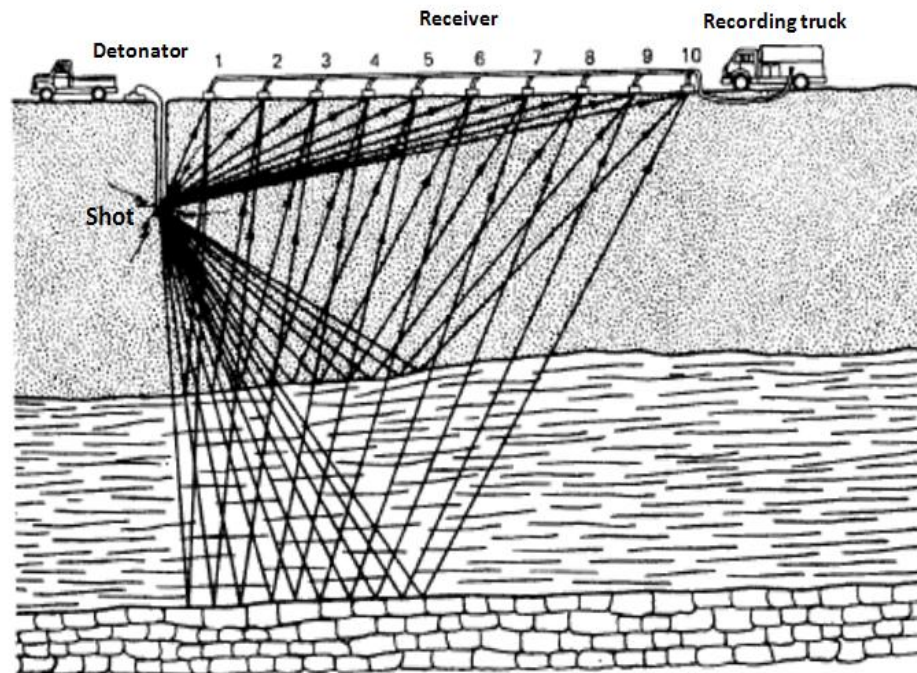
### DASAR TEORI

Metode seismik refleksi merupakan salah satu metode geofisika yang secara luas banyak digunakan dalam kegiatan eksplorasi hidrokarbon. Metode seismik refleksi memanfaatkan gelombang pantul (refleksi) dari lapisan bawah permukaan yang dihasilkan dari sifat-sifat fisis batuan, diantaranya adalah kecepatan gelombang  $P$  ( $V_p$ ) dan kecepatan gelombang  $S$  ( $V_s$ ) dan densitas ( $\rho$ ) yang besarnya ditentukan oleh tipe matriks, porositas ( $\phi$ ), saturasi ( $S$ ), elastisitas, modulus *young* ( $E$ ), modulus geser ( $\mu$ ), modulus *bulk* ( $k$ ), konstanta *lame* ( $\lambda$ ), rasio *poisson's* ( $\sigma$ ), dan impedansi akustik ( $AI$ ). Metode seismik refleksi dilakukan dengan membuat sumber getaran buatan pada suatu titik tembak (*shotpoint*). Getaran tersebut merambat ke bawah permukaan bumi dan dipantulkan oleh setiap lapisan atau reflektor. Getaran yang dipantulkan (gelombang refleksi) ditangkap oleh alat penerima (*receiver*) berupa geofon atau hidrofon yang dibentang di sepanjang lintasan seismik (*line*). Data yang diterima oleh *receiver* kemudian direkam oleh instrumen perekaman, seperti yang diilustrasikan pada **Gambar III.1**. Gelombang seismik membawa informasi mengenai litologi bawah permukaan dalam bentuk waktu datang (*travel time*), amplitudo gelombang, frekuensi dan fasa gelombang. Waktu datang gelombang pantul akan memberikan informasi kecepatan rambat gelombang (*velocity*).

Pada dasarnya metode seismik refleksi adalah untuk mengetahui batas-batas lapisan atau reflektor dari sinyal berupa gelombang elastis yang dikirim ke dalam bumi. Refleksi dari gelombang seismik tersebut terjadi pada saat adanya perbedaan impedansi akustik sebagai fungsi dari kecepatan dan densitas suatu lapisan batuan. Gelombang seismik yang melalui batuan dalam bentuk gelombang elastik, mentransfer energi menjadi pergerakan partikel batuan. Dimensi dari gelombang elastik atau gelombang seismik lebih besar dibandingkan dengan dimensi pergerakan partikel batuan tersebut. Meskipun begitu, penalaran gelombang seismik dapat diterjemahkan dalam bentuk kecepatan dan tekanan partikel yang disebabkan oleh vibrasi selama penalaran gelombang tersebut.



Kecepatan gelombang dalam batuan pada saat pergerakan partikel mengalirkan energi, menentukan kecepatan gelombang seismik dalam batuan tersebut. Dengan metode seismik refleksi diharapkan dapat diketahui keadaan bawah permukaan bumi berdasarkan sifat-sifat pemantulan yang telah diketahui, guna mengetahui keberadaan hidrokarbon.



**Gambar III.1.** Ilustrasi metode seismik refleksi.

### III.1. Fisika Batuan

Sifat fisika batuan dapat digunakan untuk menggambarkan kondisi batuan suatu reservoir. Sifat fisis ini akan menentukan bagaimana kelakuan penjalaran gelombang di dalam batuan. Sifat fisis batuan tersebut diantaranya kecepatan gelombang  $P$ , kecepatan gelombang  $S$  dan densitas yang besarnya ditentukan oleh tipe matriks, porositas dan fluida pengisi pori. Penjalaran gelombang seismik pada material *porous* yang terisi fluida mempunyai perilaku yang kompleks, untuk mempelajari hal ini, Gassman (1951) menggunakan teori elastik untuk memprediksi hubungan antara variasi parameter-parameter batuan, dan Biot (1956) menggunakan teori penjalaran gelombang melalui media terisi fluida (*fluid filled medium*) dan Greestma (1961) menurunkan persamaan-persamaan Biot-Gassman yang berhubungan dengan pengaruh kompresibilitas *bulk* batuan.

### III.1.1. Densitas

Densitas merupakan properti fisika yang berubah secara signifikan pada berbagai jenis batuan yang memiliki perbedaan dalam mineralogi dan porositas. Dengan mengetahui distribusi densitas batuan bawah permukaan, maka banyak informasi mengenai geologi bawah permukaan yang dapat dipelajari. Densitas ( $\rho$ ) didefinisikan sebagai hasil bagi massa ( $m$ ) dengan volume ( $vol$ ) material:

$$\rho = m/vol \quad (3.1)$$

Dengan satuan densitas adalah  $\text{kg.m}^{-3}$ .

Besarnya densitas batuan suatu material dipengaruhi oleh :

- Jenis dan jumlah mineral serta persentasenya.
- Porositas batuan.
- Fluida pengisi rongga.

Bila diasumsikan bahwa hanya terdapat satu jenis mineral dan satu jenis fluida pengisi pori, maka persamaan Wyllie dapat digunakan untuk menentukan densitas:

$$\rho_b = (1-\phi) \rho_m + \phi \rho_f \quad (3.2)$$

dengan:  $\rho_b$  = densitas bulk batuan

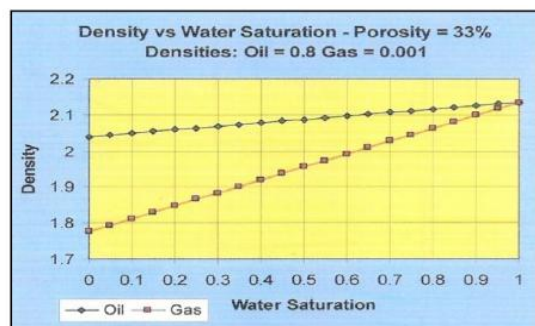
$\phi$  = porositas batuan

$\rho_m$  = densitas matrik batuan

$\rho_f$  = densitas fluida

Jika saturasi air didefinisikan dengan  $S_w$ , densitas air dengan  $\rho_w$  dan densitas hidrokarbon dengan  $\rho_{hc}$  maka:

$$\rho_b = [1-\phi]\rho_m + \phi.[S_w.\rho_w + (1-S_w).\rho_{hc}] \quad (3.3)$$

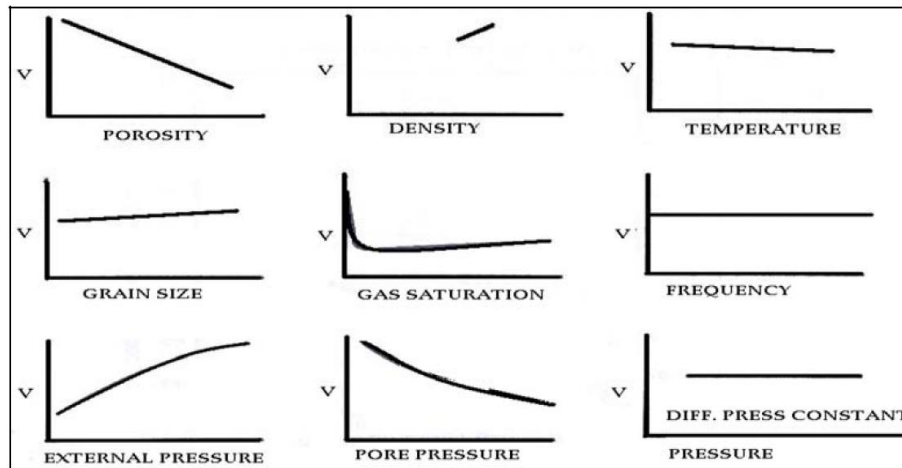


**Gambar III.2.** Crossplot antara densitas terhadap saturasi air untuk model reservoir gas dan minyak dengan porositas 33% (Wyllie *et al*, 1956)

**Gambar III.2** merupakan *crossplot* antara densitas terhadap saturasi air untuk model reservoir gas dan reservoir minyak dengan porositas 33% dengan persamaan (3.3). Nilai densitas turun lebih cepat pada reservoir gas dibandingkan pada reservoir minyak. Karena nilai densitas sangat berpengaruh pada nilai  $V_p$ ,  $V_s$  dan  $AI$ , maka nilai densitas tersebut akan berperan penting pada interpretasi data seismik untuk identifikasi jenis reservoir.

### III.1.2. Kecepatan

Terdapat dua jenis kecepatan gelombang seismik yang berperan penting dalam interpretasi data seismik, yaitu kecepatan gelombang  $P$  (gelombang kompresi) dan gelombang  $S$  (gelombang *shear*).

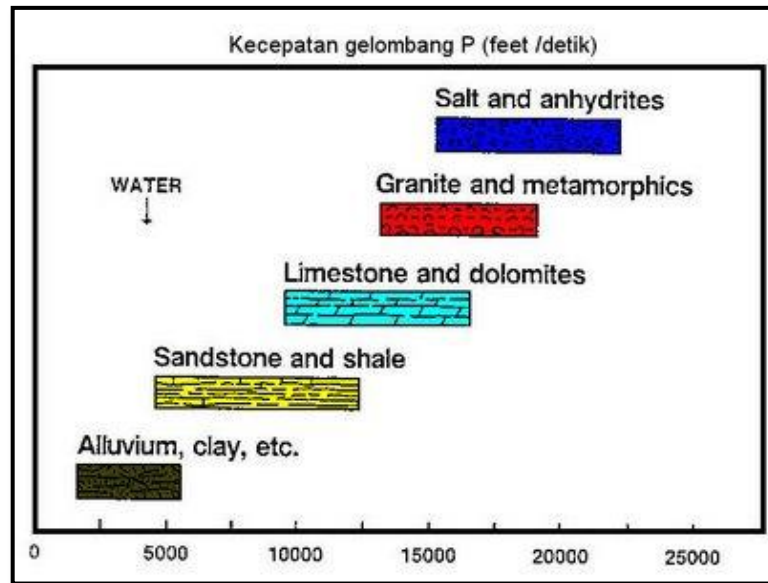


**Gambar III.3.** Pengaruh beberapa faktor terhadap kecepatan gelombang seismik (Hilterman, 1997, *op.cit.* Novantina, R.I., 2010).

Hubungan antara kecepatan gelombang seismik dan litologi dapat dilihat pada Gambar III.4. Kecepatan gelombang  $P$  dapat diterangkan sebagai fungsi dari sifat elastik:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + 4/3\mu}{\rho}} \quad (3.4)$$

dimana  $V_p$  = kecepatan gelombang  $P$   
 $K$  = modulus *bulk*  
 $\mu$  = modulus geser  
 $\rho$  = densitas



**Gambar III.4.** Hubungan antara kecepatan gelombang seismik dengan litologi.

Kecepatan gelombang  $S$  dapat ditulis sebagai berikut:

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (3.5)$$

Dari rumus tersebut dapat dilihat bahwa kecepatan gelombang  $S$  ( $V_s$ ) tidak terpengaruh oleh modulus *bulk*. Dari persamaan (3.17) dan (3.18) dapat disusun kembali hubungan antara  $V_p$  dan  $V_s$  sebagai berikut:

$$V_p = V_s \sqrt{K/\mu + 4/3} \quad (3.6)$$

Perbandingan  $V_p$  dan  $V_s$  mengandung arti yang sangat penting. Kehadiran gas pada pori-pori batuan menyebabkan menurunnya kecepatan gelombang  $P$ , sedangkan kecepatan gelombang  $S$  relatif tidak terpengaruh.

### III.1.3. Porositas

Porositas suatu medium adalah perbandingan volume rongga-rongga pori terhadap volume total seluruh batuan yang dinyatakan dalam persen. Suatu batuan dikatakan mempunyai porositas efektif apabila bagian rongga-rongga dalam batuan saling berhubungan dan biasanya lebih kecil dari rongga pori-pori total. Ada 2 jenis porositas yang dikenal dalam teknik reservoir, yaitu porositas absolut dan porositas efektif.

Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori-pori total batuan

terhadap volume total batuan. Secara matematis dapat dituliskan sebagai persamaan berikut :

$$\text{Porositas absolut } (\varphi) = \frac{(\text{Volume pori} - \text{pori total})}{(\text{Volume total batuan})} \times 100\%$$

Sedangkan porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume batuan total, yang secara matematis dituliskan sebagai :

$$\text{Porositas efektif } (\varphi_e) = \frac{(\text{Volume pori} - \text{pori berhubungan})}{(\text{Volume total batuan})} \times 100\%$$

Pada dasarnya perbedaan dari kedua jenis porositas tersebut hanyalah untuk mempermudah dalam pengidentifikasi jenis porositas.

Menurut Koesoemadinata (1978), penentuan kualitas baik tidaknya nilai porositas dari suatu reservoir adalah seperti yang terlihat pada Tabel III.1.

**Tabel III.1.** Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu Reservoir (Koesoemadinata, 1978).

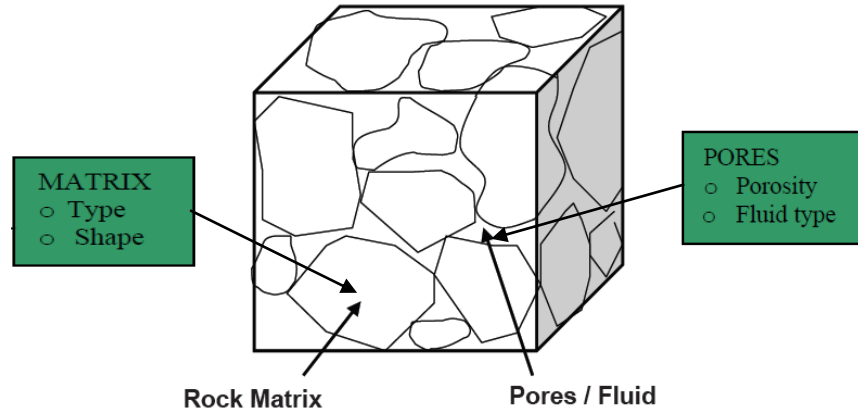
Harga Porositas	Skala
0 – 5 %	diabaikan ( <i>negligible</i> )
5 – 10 %	buruk ( <i>poor</i> )
10 – 15 %	cukup ( <i>fair</i> )
15 – 20 %	baik ( <i>good</i> )
20 – 25 %	sangat baik ( <i>very good</i> )
> 25 %	istimewa ( <i>excellent</i> )

Nilai porositas batuan biasanya diperoleh dari hasil perhitungan data log sumur, yaitu dari data log densitas, log neutron, dan log kecepatan. Secara umum porositas batuan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman batuan, karena semakin dalam batuan akan semakin kompak akibat efek tekanan diatasnya. Nilai porositas juga akan mempengaruhi kecepatan gelombang seismik. Semakin besar porositas batuan maka kecepatan gelombang seismik yang melewatinya akan semakin kecil, dan demikian pula sebaliknya. Faktor-faktor utama yang mempengaruhi nilai porositas adalah:

- Butiran dan karakter geometris (susunan, bentuk, ukuran dan distribusi).
- Proses diagenesa dan kandungan semen.

c. Kedalaman dan tekanan.

Susunan porositas dan matrik dalam suatu batuan dapat ditunjukkan pada gambar III.5 berikut ini.

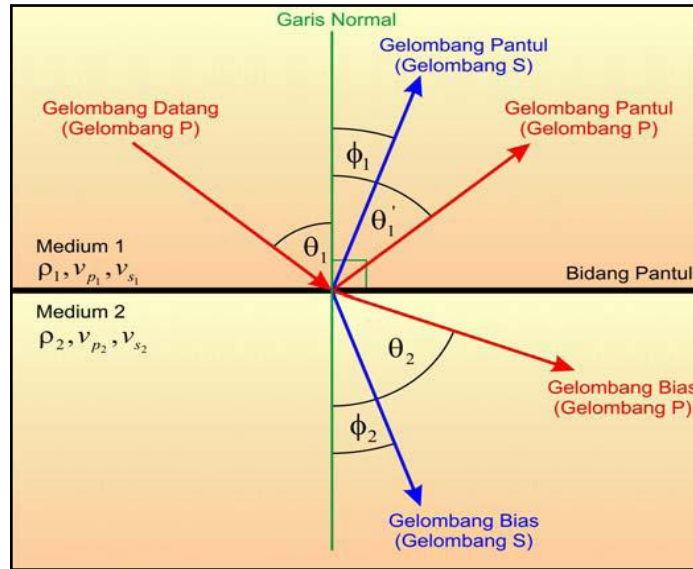


**Gambar III.5.** Porositas dan matrik suatu batuan.

### III.2. Pemantulan dan Pembiasan Gelombang Seismik

Perambatan gelombang seismik dari satu medium ke medium lain yang mempunyai sifat fisik yang berbeda seperti kecepatan dan densitas akan mengalami perubahan arah ketika melewati bidang batas antar medium. Sifat fisis dari medium ditentukan oleh kondisi fisik batuan, seperti : jenis batuan, ukuran butir, porositas, kandungan fluida, saturasi fluida, tekanan, dan temperatur.

Jika suatu berkas gelombang  $P$  yang datang mengenai permukaan bidang batas antara dua medium yang berbeda, maka sebagian energi gelombang tersebut akan dipantulkan sebagai gelombang  $P$  dan gelombang  $S$ , dan sebagian lagi akan dibiaskan sebagai gelombang  $P$  dan gelombang  $S$ , seperti yang diilustrasikan pada **Gambar III.6.**



**Gambar III.6.** Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium untuk gelombang  $P$  (Bhatia, 1986).

Lintasan gelombang tersebut mengikuti hukum Snell, yaitu:

$$\frac{\sin\theta_1}{V_{P_1}} = \frac{\sin\theta_1'}{V_{P_1}} = \frac{\sin\theta_2}{V_{P_2}} = \frac{\sin\phi_1}{V_{S_1}} = \frac{\sin\phi_2}{V_{S_2}} = p \quad (3.7)$$

dengan  $\theta_1$  = sudut datang gelombang  $P$ ,

$\theta_1'$  = sudut pantul gelombang  $P$ ,

$\phi_1$  = sudut pantul gelombang  $S$ ,

$\theta_2$  = sudut bias gelombang  $P$ ,

$\phi_2$  = sudut bias gelombang  $S$ ,

$V_{P1}$  = kecepatan gelombang  $P$  pada medium pertama,

$V_{P2}$  = kecepatan gelombang  $P$  pada medium kedua,

$V_{S1}$  = kecepatan gelombang  $S$  pada medium pertama,

$V_{S2}$  = kecepatan gelombang  $S$  pada medium kedua,

$p$  = parameter gelombang, dan  $\theta_1 = \theta_1'$

1,2 = lapisan 1 dan lapisan 2

Jika kecepatan gelombang  $P$  pada medium pertama lebih kecil daripada kecepatan gelombang  $P$  pada medium kedua, maka akan ada sudut kritis pertama  $\phi_P$ . Apabila sudut datang gelombang  $P \geq \phi_P$ , maka tidak ada gelombang  $P$  yang masuk ke medium kedua.

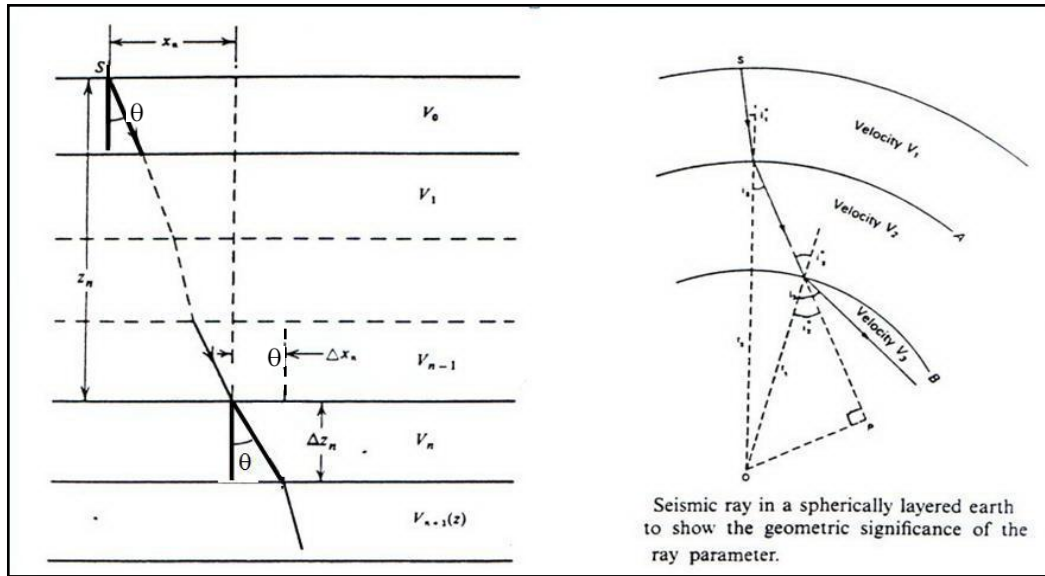


Jika kecepatan gelombang  $P$  pada medium pertama lebih kecil dari kecepatan gelombang  $S$  pada medium kedua, maka akan ada sudut kritis kedua  $\theta_5$  yang apabila sudut datang gelombang  $P \geq \phi$ , maka tidak ada gelombang  $S$  yang masuk ke medium kedua. Sudut tersebut didapatkan jika  $\phi_2 = 90^\circ$ .

Bila terdapat suatu sistem variasi kecepatan perlapisan dengan sejumlah  $n$  lapisan seperti yang ditunjukkan pada Gambar III.6, maka perubahan arah rambatan gelombang pada bidang batas akan ditentukan oleh hukum Snellius,

$$\frac{\sin \theta_0}{V_0} = \dots = \frac{\sin \theta_n}{V_n} = \frac{\Delta t_n}{\Delta x_n} = p \quad (3.8)$$

Dengan  $p$  atau  $(1/V)$  dikenal dengan *slowness* gelombang yang paralel terhadap bidang batas dan sering disebut sebagai parameter lintasan sinar (*ray*) atau gelombang. Nilai  $p$  selalu tetap pada setiap gelombang yang bersangkutan.



**Gambar III.7.** Lintasan gelombang dalam variasi kecepatan lapisan (Sheriff & Geldart, 1995 *op.cit.* Sismanto, 2006).

Kecepatan sistem perlapisan tersebut sebagai fungsi kedalaman, sehingga

$$V_n = V_n(z) \quad (3.9)$$

$$\Delta x_n = \Delta z_n \tan \theta_n \quad (3.10)$$

$$\Delta t_n = (\Delta z_n) / V_n \cos \theta_n \quad (3.11)$$



Bila jumlah lapisan  $n$  tak berhingga, maka

$$R_0 = \frac{\sin \theta_0}{V_0} = \frac{\sin \theta}{V} = p \quad ; V = V_{(z)} \quad (3.12)$$

$$\text{maka } p = \frac{\sin \theta_0}{V} \rightarrow \sin \theta = pV \Rightarrow \cos \theta = [1 - (pV)^2]^{1/2}$$

sehingga,

$$\frac{\Delta x}{\Delta z} \approx \frac{dx}{dz} = \tan \theta \quad (3.13)$$

$$x = \int_0^z \tan \theta \, dz = \int_0^z \frac{pV \, dz}{V[1 - (pV)^2]^{1/2}} \quad (3.14)$$

yang merupakan jarak tempuh gelombang yang diproyeksikan ke permukaan dan

$$\frac{\Delta t}{\Delta z} \approx \frac{dt}{dz} = \frac{1}{V \cos \theta} \quad (3.15)$$

$$x = \int_0^z \frac{dz}{V \cos \theta} = \int_0^z \frac{dz}{V[1 - (pV)^2]^{1/2}} \quad (3.16)$$

yang merupakan waktu rambat gelombang. Persamaan integral (3.15) dan (3.16) dapat diselesaikan dengan menggunakan metode numerik (Novantina, R.I., 2010).

Dari penjelasan di atas, maka dapat diuraikan lebih lanjut beberapa persamaan dan ketentuan yang berhubungan dengan metode seismik refleksi, antara lain impedansi akustik ( $AI$ ), koefisien refleksi ( $K_R$ ), *wavelet*, sintetik seismogram serta polaritas dan fasa.

### III.2.1. Impedansi Akustik

Impedansi akustik atau *Acoustic Impedance* ( $AI$ ) merupakan sifat yang khas pada batuan yang merupakan hasil perkalian antar densitas ( $\rho$ ) dan kecepatan gelombang seismik ( $V$ ). Secara matematis persamaan  $AI$  adalah sebagai berikut :

$$AI = \rho V \quad (3.17)$$

dengan :  $AI$  = Impedansi Akustik (m/s. g/cc)

$\rho$  = densitas (g/cc)

$V$  = kecepatan gelombang seismik (m/s)

Pada persamaan (3.17) harga impedansi akustik ini lebih dipengaruhi oleh kecepatan dibanding densitas. Sebagai contoh, variasi porositas atau material pengisi pori batuan yang berisi fluida (misalnya air, minyak, dan gas pada batupasir) mempunyai efek yang lebih signifikan pada log kecepatan dibandingkan dengan log densitas. Keberadaan gas bumi dalam batuan resevoir menyebabkan impedansi akustik yang lebih rendah, karena adanya gas bumi dapat menyebabkan turunnya kecepatan gelombang seismik dalam batuan

Impedansi akustik dianalogikan sebagai *acoustic hardness* (Sukmono, 1999). Batuan yang keras (*hard rock*) dan sukar dimampatkan seperti batugamping (*limestone*) dan granit mempunyai impedansi akustik yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung (*clay*) yang lebih mudah dimampatkan mempunyai nilai impedansi akustik yang rendah (Gambar III.8).

Nilai kontras *AI* dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudonya semakin besar refleksi dan kontras *AI* -nya. Hasil penampang *AI* akan memberikan deskripsi geologi bawah permukaan yang lebih rinci dan jelas dibandingkan dengan penampang seismik konvensional. Impedansi akustik dapat mencitrakan batas lapisan dan sebagai indikator litologi, porositas hidrokarbon, pemetaan litologi, pemetaan dan dapat digunakan untuk deskripsi karakteristik reservoir.

### III.2.2. Koefisien Refleksi dan Transmisi

Koefisien refleksi merupakan perbandingan dari amplitudo gelombang pantul ( $A_1$ ) dengan amplitudo gelombang datang ( $A_0$ ). Koefisien refleksi tergantung pada beberapa faktor, yaitu : perbedaan nilai densitas ( $\rho$ ), kecepatan gelombang kompresi ( $V_p$ ), dan sudut datang gelombang seismik. Koefisien refleksi dengan sudut datang nol derajat ( $0$ ) adalah besarnya koefisien refleksi untuk gelombang yang datang tegak lurus terhadap bidang pemantul. Nilai koefisien refleksi gelombang  $P$  pada sudut datang nol  $K_{R0}$  adalah :

$$K_{R0} = \frac{A_1}{A_0} = \frac{\rho_{(i+1)}V_{p(i+1)} - \rho_i V_{pi}}{\rho_{(i+1)}V_{p(i+1)} + \rho_i V_{pi}} \quad (3.18)$$

atau

$$K_{R0} = \frac{AI_{(i+1)} - AI_i}{AI_{(i+1)} + AI_i} \quad (3.19)$$

dengan :  $K_R$  = koefisien refleksi

$A_0$  = amplitudo gelombang datang

$A_I$  = amplitudo gelombang pantul

$0$  = sudut datang nol derajat

$\rho_i$  = densitas medium  $i$

$\rho_{i+1}$  = densitas medium  $i+1$

$V_{pi}$  = kecepatan gelombang P pada medium  $i$

$V_{pi+1}$  = kecepatan gelombang P pada medium  $i+1$

$AI_i = \rho_i V_{pi}$  = nilai impedansi akustik pada lapisan ke  $i$

$AI_{i+1} = \rho_{(i+1)} V_{p(i+1)}$  = nilai impedansi akustik pada lapisan ke  $i+1$

Koefisien refleksi memiliki *range* antara -1 dan +1. Jika impedansi akustik pada  $AI_{i+1}$  lebih besar dari impedansi akustik pada  $AI_i$ , dimana gelombang menjalar dari batuan dengan nilai densitas dan kecepatan yang lebih tinggi, maka nilai koefisien refleksi akan positif.

Koefisien transmisi adalah perbandingan antara amplitudo gelombang bias dengan amplitudo gelombang datang yaitu :

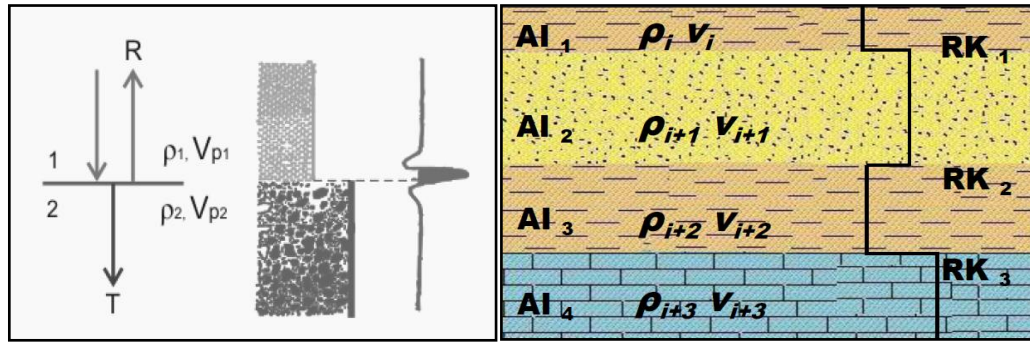
$$T_0 = \frac{AI_i}{AI_{(i+1)} + AI_i} \quad (3.20)$$

dengan :  $T_0$  = koefisien transmisi sudut datang nol

$AI_i$  = nilai impedansi akustik pada lapisan ke  $i$

$AI_{(i+1)}$  = nilai impedansi akustik pada lapisan ke  $i+1$

Hubungan antara impedansi akustik dan koefisien refleksi dapat ditunjukkan pada gambar Gambar III.8 :



**Gambar III.8.** Impedansi akustik dan koefisien refleksi (pada sudut nol derajat) (Bhatia, 1986).

### III.2.3. Wavelet

*Wavelet* adalah gelombang harmonik yang mempunyai interval amplitudo, frekuensi, dan fasa tertentu (Sismanto, 2006). Berdasarkan konsentrasi energinya *wavelet* dapat dibagi menjadi 4 jenis (**Gambar III.9.**) yaitu:

#### a. Zero Phase Wavelet

*Wavelet* berfasa nol (*zero phase wavelet*) mempunyai konsentrasi energi maksimum di tengah dan waktu tunda nol, sehingga *wavelet* ini mempunyai resolusi dan *standout* yang maksimum. *Wavelet* berfasa nol (disebut juga *wavelet* simetris) merupakan jenis *wavelet* yang lebih baik dari semua jenis *wavelet* yang mempunyai *spectrum amplitude* yang sama.

#### b. Minimum Phase Wavelet

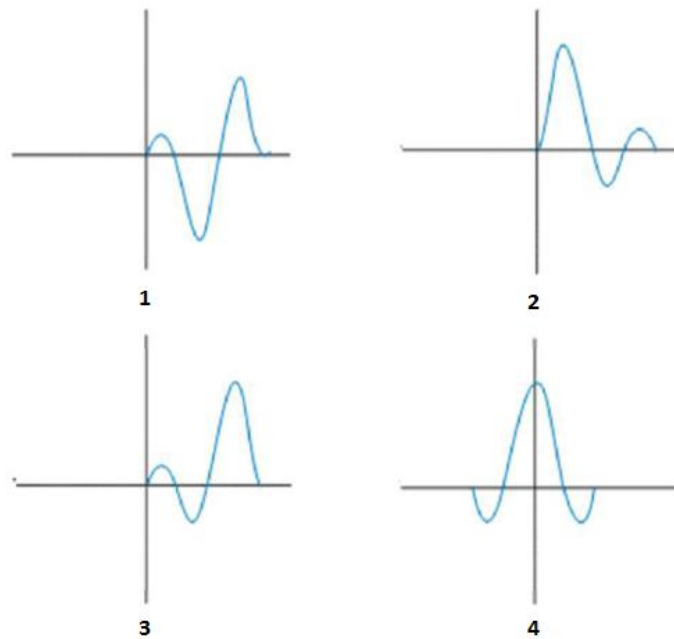
*Wavelet* berfasa minimum (*minimum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat pada bagian depan. Dibandingkan jenis *wavelet* yang lain dengan spektrum amplitudo yang sama, *wavelet* berfasa minimum mempunyai perubahan atau pergeseran fasa terkecil pada tiap-tiap frekuensi. Dalam terminasi waktu, *wavelet* berfasa minimum memiliki waktu tunda terkecil dari energinya.

#### c. Maximum Phase Wavelet

*Wavelet* berfasa maksimum (*maximum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat secara maksimal dibagian akhir dari *wavelet* tersebut, jadi merupakan kebalikan dari *wavelet* berfasa minimum.

#### d. Mixed Phase Wavelet

*Wavelet* berfasa campuran (*mixed phase wavelet*) merupakan *wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang.

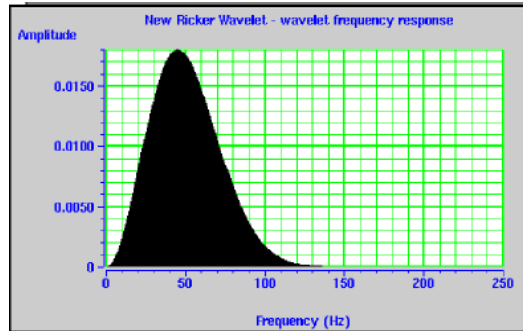


**Gambar III.9.** Jenis-jenis *wavelet* berdasarkan konsentrasi energinya, yaitu *mixed phase wavelet* (1), *minimum phase wavelet* (2), *maximum phase wavelet* (3), dan *zero phase wavelet* (4).

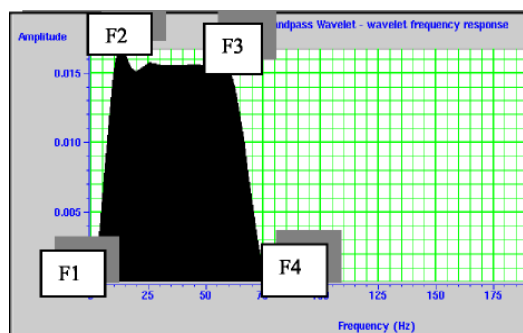
Selain itu terdapat jenis *wavelet* model yang biasanya dipakai dalam proses pembuatan seismogram sintetis yaitu *wavelet ricker* dan *wavelet trapezoid* atau *bandpass*.

*Wavelet ricker* (**Gambar III.10**) merupakan jenis *wavelet* model dengan fasa nol yang menggunakan frekuensi dominan yang dilepaskan ke bumi pada penampang seismik. Frekuensi dominan pada penampang seismik dilihat dari spektrum amplitudo hasil dari ekstraksi *wavelet*. Pada proses pengikatan seismik dengan sumur (*well seismic tie*), *wavelet* model digunakan apabila memiliki nilai koefisien korelasi yang lebih baik dari pada metode *wavelet* ekstraksi.

*Wavelet* trapezoid atau *bandpass* (**Gambar III.11**) termasuk kedalam *wavelet* model yang merupakan filter seismik yang digunakan ketika pengolahan data seismik yang berarti frekuensi yang dilepaskan ke bumi. Parameter yang digunakan pada *wavelet* ini adalah F1 (*low cut frequency*), F2 (*low pass frequency*), F3 (*high pass frequency*), dan F4 (*high cut frequency*) (Mashudi, M.I.,2006).



**Gambar III.10.** *Wavelet Ricker* (Russell, 1996 *op.cit.* Mashudi, M.I., 2006).



**Gambar III.11.** *Wavelet bandpass* (Russell, 1996 *op.cit.* Mashudi, M.I., 2006).

Dari **Gambar III.11** di atas, frekuensi *low pass* merupakan frekuensi terendah yang dilepaskan. Sedangkan frekuensi *high pass* adalah frekuensi tertinggi yang dilepaskan. *Wavelet* ini digunakan apabila hasil spektrum amplitudo dari ekstraksi *wavelet* menunjukkan banyaknya frekuensi dominan yang muncul.

Jenis dan tahapan dalam pembuatan (ekstraksi) *wavelet* adalah sebagai berikut (Ariadmana, Y., 2006) :

*a. Ekstraksi Wavelet Secara Teoritis*

*Wavelet* ini dibuat sebagai *wavelet* awal untuk menghasilkan seismogram sintetik. Seismogram sintetik ini kemudian diikatkan dengan data seismik dengan bantuan *checkshot*. Apabila ternyata *checkshot* sumur itu tidak ada, maka korelasi dilakukan dengan cara memilih *event-event* target pada sintetik dan menggesernya pada posisi *event-event* data seismik (*shifting*). Korelasi antara data seismogram sintetik dan data seismik ini akan mempengaruhi hasil pembuatan *wavelet* tahap

selanjutnya. Korelasi yang dihasilkan dengan cara ini biasanya kurang bagus karena *wavelet* yang digunakan bukan *wavelet* dari data seismik.

#### *b. Ekstraksi Wavelet Secara Statistik dari Data Seismik*

Jenis ekstraksi *wavelet* selanjutnya adalah ekstraksi *wavelet* dari data seismik secara statistik. Ekstraksi dengan cara ini hanya menggunakan data seismik dengan masukan posisi serta *window* waktu target yang akan diekstrak. Untuk memperoleh korelasi yang lebih baik, maka dilakukan *shifting* pada *event-event* utama. Jika perlu dilakukan *stretch* dan *squeeze* pada data sintetik. Namun karena *stretch* dan *squeeze* sekaligus akan merubah data log, maka yang direkomendasikan hanyalah *shifting* saja. Biasanya, korelasi yang didapatkan dengan cara statistik dari data seismik akan lebih besar bila dibandingkan dengan *wavelet* teoritis.

#### *c. Ekstraksi Wavelet Secara Deterministik*

Ekstraksi *wavelet* dengan cara ini akan memberikan *wavelet* yang akan lebih mendekati *wavelet* sebenarnya dari data seismik. Ekstraksi ini dilakukan terhadap data seismik sekaligus dengan kontrol data sumur, sehingga akan memberikan *wavelet* dengan fasa yang tepat. Namun ekstraksi ini hanya akan memberikan hasil yang maksimal jika data sumur sudah terikat dengan baik. Ekstraksi *wavelet* secara statistik dan pengikatan yang baik sangat diperlukan untuk mendapatkan hasil ekstraksi *wavelet* secara deterministik dengan kualitas yang baik. Untuk menghasilkan sintetik dengan korelasi optimal, maka dilakukan *shifting* dan bila diperlukan maka dapat dilakukan *stretch* dan *squeeze*, akan tetapi hal tersebut tidak dianjurkan.

### **III.2.4. Seismogram Sintetik**

Seismogram sintetik merupakan hasil konvolusi antara deret koefisien refleksi dengan suatu *wavelet* (**Gambar III.12**). Proses mendapatkan rekaman seismik ini merupakan sebuah proses pemodelan kedepan (*forward modeling*), yang secara matematis dapat ditulis sebagai berikut :

$$S_t = W_t * K_R + n(t) \quad (3.21)$$

dengan :  $S_t$  = *trace* seismik

$W_t$  = *wavelet*

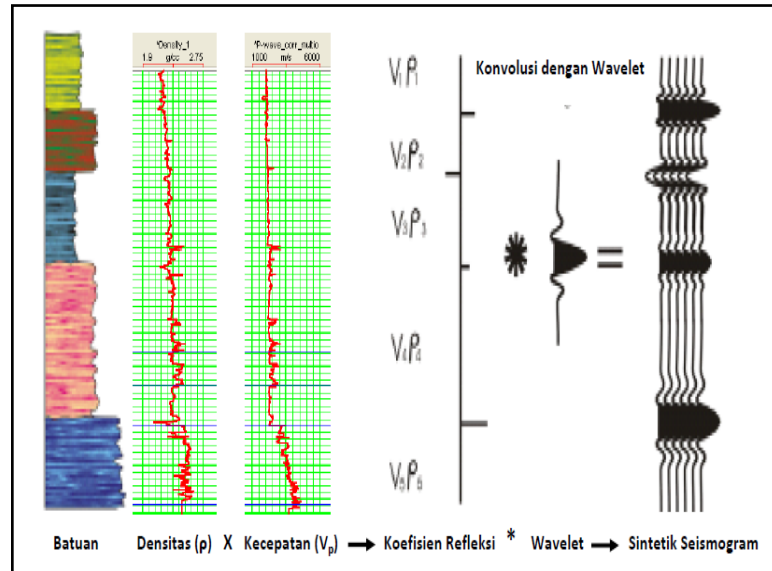
$K_R$  = koefisien refleksi

$n(t)$  = *noise*

Koefisien refleksi diperoleh dari perkalian antara kecepatan gelombang seismik dengan densitas batuanannya seperti pada persamaan (3.18) dan persamaan (3.19). Sedangkan *wavelet* diperoleh dengan melakukan pengekstrakan pada data seismik dengan atau tanpa menggunakan data sumur dan juga dengan *wavelet* buatan. Seismogram sintetik sangat penting karena merupakan sarana untuk mengidentifikasi horison seismik yang sesuai dengan geologi bawah permukaan yang diketahui dalam suatu sumur hidrokarbon (Munadi dan Pasaribu, 1984). Identifikasi permukaan atau dasar lapisan formasi pada penampang seismik memungkinkan untuk ditelusuri kemenerusannya pada arah lateral dengan memanfaatkan data seismik.

Konvolusi antara koefisien refleksi dengan *wavelet* seismik menghasilkan model *trace* seismik yang akan dibandingkan dengan data riil seismik dekat sumur. Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasikan antara informasi sumur (litologi, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap penampang seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif (Sismanto, 1996 *op. cit.* Efni, N., 2010). Seismogram sintetik ini dikorelasikan dengan penampang seismik, maka akan diperoleh *erro trace* yang akan digunakan untuk mengkoreksi model koefisien refleksi sedemikian rupa, sehingga sampai diperoleh korelasi yang optimum.





**Gambar III.12.** Seismogram sintetik dihasilkan dari hasil konvolusi sebuah *wavelet* dengan deret koefisien refleksi yang diperoleh dari hasil kali densitas batuan dengan kecepatan gelombang *P* nya.

### III.2.5. Noise

*Noise* adalah gelombang yang tidak dikehendaki dalam sebuah rekaman seismik (sinyal), sedangkan data adalah gelombang yang dikehendaki. Dalam seismik refleksi, gelombang refleksilah yang dikehendaki sedangkan yang lainnya diupayakan untuk diminimalisir.

*Noise* terbagi menjadi dua kelompok: *noise* koheren (*coherent noise*) dan *noise* acak ambient (*random ambient noise*). Contoh *noise* koheren adalah *ground roll* yang dicirikan dengan amplitudo yang kuat dan frekuensi rendah, *guided waves* atau gelombang langsung yang dicirikan dengan frekuensi cukup tinggi dan datang lebih awal, *noise* kabel, tegangan listrik (*power line noise*) yang dicirikan dengan frekuensi tunggal, mudah direduksi dengan *notch filter*, *multiple* yang merupakan refleksi sekunder akibat gelombang yang terperangkap.

Yang termasuk dalam *noise* random dalam perekaman di laut berasal dari aktivitas hewan laut, arus dan gelombang air laut. Sedangkan *noise* random dalam perekaman di darat bisa berasal dari *geophone* yang tidak tertanam dengan baik, atau dari aktivitas manusia, hewan dan kendaraan. *Noise* random kecil pengaruhnya terhadap data karena energi getarannya jauh lebih dibandingkan dengan energi yang berasal dari sumber. *Noise* random ini bisa dihilangkan

dengan cara *stacking* dimana *noise* tersebut akan berkurang (hilang) dan *editing* (*scaling*) bisa secara manual atau otomatis.

### III.2.6. Polaritas dan fasa

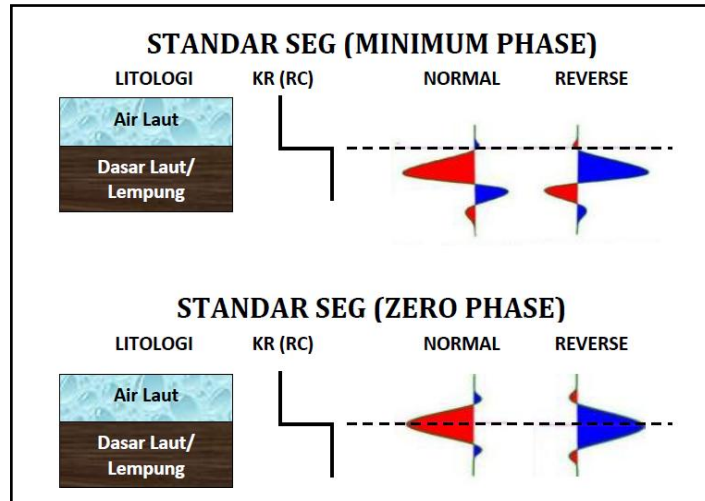
Berdasarkan SEG istilah polaritas dihubungkan dengan refleksi positif dan negatif. Penentuan jenis polaritas sangat penting dalam proses *well seismic tie* dan *picking horizon*. Polaritas terbagi menjadi polaritas normal dan polaritas terbalik. *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) mendefinisikan polaritas normal sebagai berikut :

1. Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada hidrofon atau pergerakan awal ke atas pada geofon.
2. Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai negatif pada *tape*, defleksi negatif pada monitor dan *trough* pada penampang seismik.

Berdasarkan konvensi SEG ini, polaritas seismik dapat dihubungkan dengan nilai impedansi akustik (*AI*) dari lapisan-lapisan batuan sebagai berikut :

1. Batas refleksi berupa *trough* pada penampang seismik jika impedansi akustik lapisan bawah > impedansi akustik lapisan di atasnya.
2. Batas refleksi berupa *peak* pada penampang seismik jika impedansi akustik lapisan bawah < impedansi akustik lapisan di atasnya.

Bentuk dan jenis polaritas dan fasa dapat diilustrasikan seperti pada **Gambar III.13.** di bawah ini :



**Gambar III.13.** Polaritas normal dan terbalik menurut konvensi SEG.

Fasa pulsa seismik umumnya ditunjukkan dalam rekaman seismik dengan dua fasa, yaitu :

Fasa minimum dan fasa nol.

1. Fasa minimum.

Energi yang berhubungan dengan *AI* terkonsentrasi pada *onset* (bagian muka) pulsa tersebut.

2. Fasa nol.

Batas *AI* akan terdapat pada *peak* atau *trough* (bagian tengah) pulsa tersebut.

Kelebihan fasa nol dan fasa minimum antara lain :

- Amplitudo maksimal sinyal fasa nol umumnya akan selalu berimpit dengan spike refleksi, sedangkan pada kasus fasa minimum amplitudo maksimum tersebut terjadi setelah spike refleksi tersebut.
- Bentuk *wavelet* fasa nol simetris, sehingga mudah *picking horizon*.

Untuk spectrum amplitudo yang sama, sinyal fasa akan selalu lebih pendek dan beramplitudo lebih besar dari fasa minimum, sehingga sinyal noisenya juga akan lebih besar.

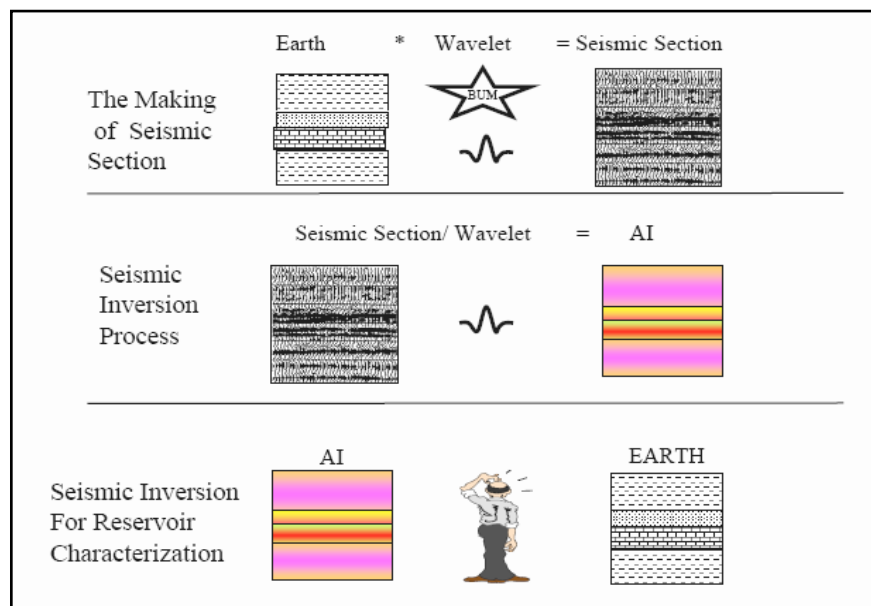
### III.3. Konsep Dasar Inversi Seismik

Pengertian secara lebih spesifik tentang inversi seismik dapat didefinisikan sebagai suatu teknik pembuatan model bawah permukaan dengan menggunakan

data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000). Definisi tersebut menjelaskan bahwa metode inversi merupakan kebalikan dari pemodelan dengan metode ke depan (*forward modeling*) yang berhubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan model bumi (Gambar III.14).

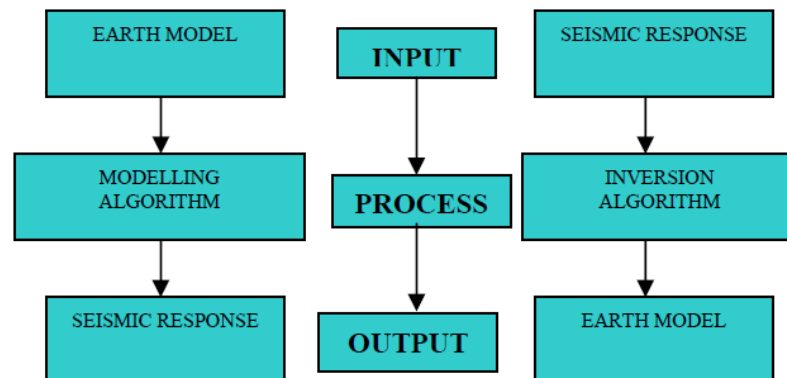
Russell (1988) membagi metode inversi seismik dalam dua kelompok, yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Inversi *post-stack* terdiri dari inversi rekursif (*Bandlimited*), inversi berbasis model (*Model Based*) dan inversi *Sparse Spike*.

Pada metode inversi seismik penampang seismik dikonversi kedalam bentuk impedansi akustik yang merepresentasikan sifat fisis batuan sehingga lebih mudah untuk diinterpretasi menjadi parameter-parameter petrofisik misalnya untuk menentukan ketebalan, porositas dan penyebarannya.



**Gambar III.14.** Diagram konsep dasar inversi seismik (Sukmono, 2000).

**Gambar III.15** adalah diagram perbandingan antara teknik inversi dan teknik pemodelan kedepan:



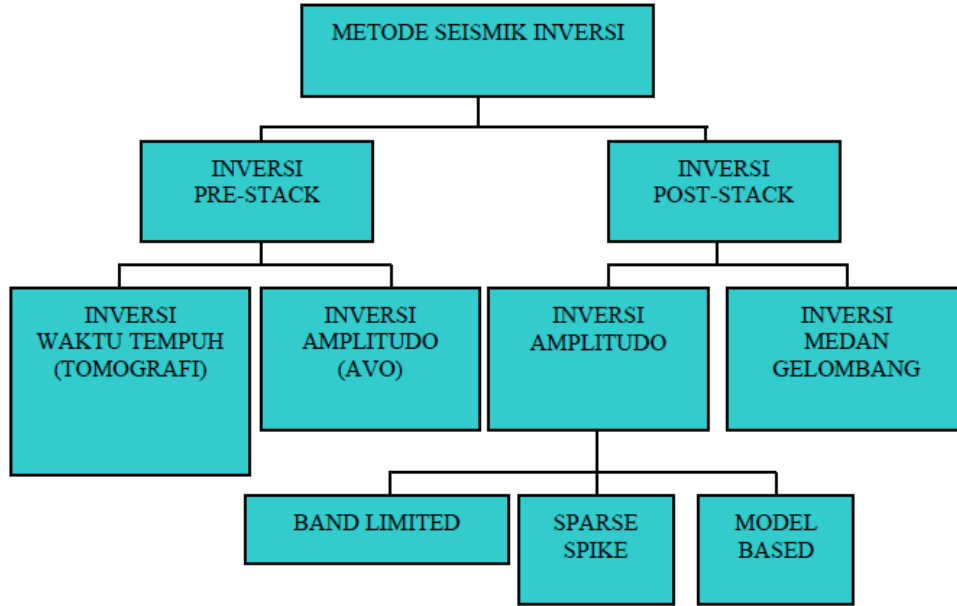
**Gambar III.15.** Diagram alir pemodelan kedepan dan inversi (Sukmono, 1999).

Metode inversi seismik dikembangkan untuk membantu interpretasi seismik berdasarkan pada prioritas data masukan (*pre-stack analysis* atau *post stack analysis*), efisiensi biaya dan waktu, obyek fisis yang dianalisis, mutu tampilan akhir serta keakuratannya dalam memetakan struktur bawah tanah.

Metode inversi seismik terbagi atas inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Inversi *pre-stack* terdiri atas inversi amplitudo ( $AVO = \text{Amplitude Versus Offset}$ ) dan inversi waktu penjalaran (*traveltime*) atau tomografi. AVO merupakan metode inversi yang digunakan untuk menentukan parameter elastisitas dari amplitudo refleksi hasil pengukuran sebagai fungsi *offset* (sudut datang), sedangkan inversi tomografi adalah inversi untuk menentukan struktur bumi dari sejumlah waktu penjalaran gelombang seismik hasil pengukuran. Inversi *post-stack* terdiri atas inversi amplitudo dan inversi medan gelombang. Berdasarkan algoritmanya, inversi amplitudo dibedakan menjadi inversi *Bandlimited*, *Model Based*, dan *Sparse Spike*.

Model awal yang dilakukan sebelum proses inversi adalah model impedansi akustik ( $AI$ ) yang merupakan hasil perkalian antara kecepatan gelombang  $P$  ( $V_p$ ) dari log sonik dengan densitasnya ( $\rho$ ) dari log densitas.

**Gambar III.16** adalah diagram yang menggambarkan berbagai jenis teknik inversi seismik :



**Gambar III.16.** Diagram berbagai jenis model teknik inversi seismik (Sukmono, 1999).

### III.3.1. Metode Inversi *Bandlimited*

Metode inversi *Bandlimited* atau rekursif ini menginversi data seismik menggunakan algoritma rekursif klasik yang mengasumsikan *trace* seismik sebagai suatu deret koefisien refleksi yang telah difilter oleh *wavelet zero-phase*.

Metode ini merupakan metode yang paling awal yang digunakan dalam metode inversi (Russell, 1996) dengan persamaan dasar seperti yang ditunjukkan pada persamaan (3.18).

Persamaan (3.18) tersebut diturunkan dari persamaan :

$$1 + r_i = \frac{AI_{(i+1)} - AI_i}{AI_{(i+1)} + AI_i} + \frac{AI_{(i+1)} - AI_i}{AI_{(i+1)} + AI_i} = \frac{2AI_{(i+1)}}{AI_{(i+1)} + AI_i} \quad (3.20)$$

$$1 - r_i = \frac{AI_{(i+1)} - AI_i}{AI_{(i+1)} + AI_i} - \frac{AI_{(i+1)} - AI_i}{AI_{(i+1)} + AI_i} = \frac{2AI_{(i)}}{AI_{(i+1)} + AI_i} \quad (3.21)$$

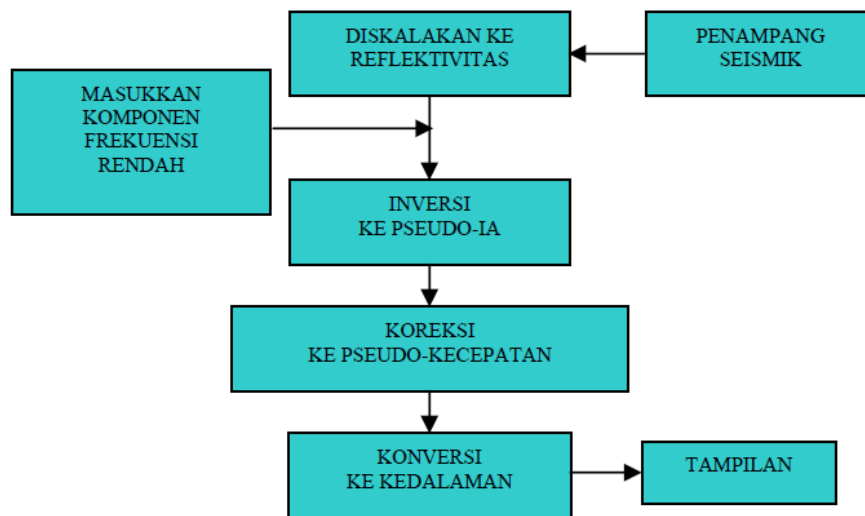
sehingga akan diperoleh persamaan inversi rekursif, yaitu :

$$\frac{AI_{(i+1)}}{AI_i} = \frac{1 + r_i}{1 - r_i} \quad \text{atau} \quad AI_{(i+1)} = AI_i \left[ \frac{1 + r_i}{1 - r_i} \right] \quad (3.22)$$

mulai dari lapisan pertama, impedansi akustik pada lapisan selanjutnya ditentukan secara rekursif dan tergantung nilai impedansi akustik lapisan di atasnya dengan persamaan (3.23) sebagai berikut:

$$AI_{(i+1)} = AI_i * \prod_{j=i}^i \left[ \frac{1+r_i}{1-r_i} \right] \quad (3.23)$$

Wavelet tidak digunakan dalam proses inversi ini, sehingga impedansi akustik yang dihasilkan lebih *smooth*. Adapun diagram alir proses inversi rekursif ditunjukkan oleh **Gambar III.17** dibawah ini :

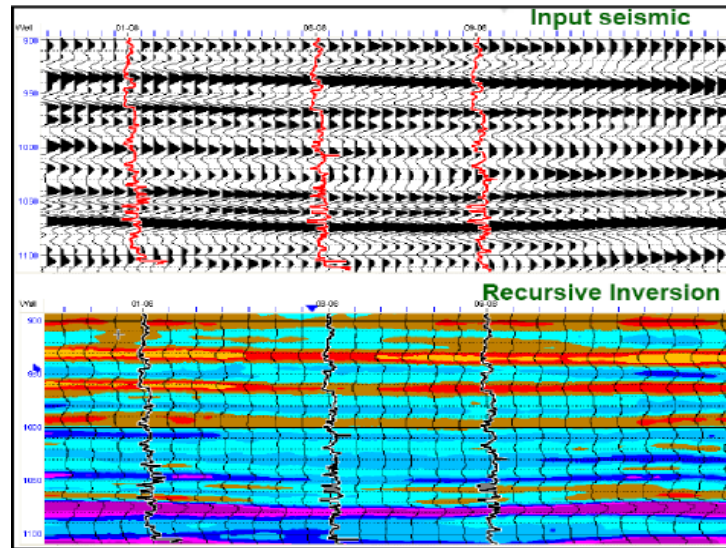


**Gambar III.17.** Diagram alir metode inversi seismik rekursif (Sukmono, 1999).

Kelebihan inversi *Bandlimited* adalah waktu proses komputasi relatif cepat, menggunakan data seismik sepenuhnya dalam perhitungan, dan hasilnya berupa *wiggle trace* yang mirip dengan data seismik (**Gambar III.18**).

Kekurangan dari metode inversi *Bandlimited* yaitu:

- Noise* dianggap sebagai tras seismik dan diikutkan dalam perhitungan sehingga dapat menghasilkan lapisan baru yang semu.
- Metode ini tidak menggunakan kontrol geologi sehingga hampir identik dengan permodelan ke depan.
- Kehilangan komponen frekuensi rendah (efek *bandlimited*) dan tinggi mengakibatkan prediksi impedansi akustik kurang baik secara lateral.



**Gambar III.18.** Input seismik dan output yang dihasilkan dari inversi Bandlimited (Russ3ll, 1996).

### III.3.2. Metode Inversi Sparse Spike

Metode inversi *Sparse Spike* adalah metode inversi dengan mengekstrapolasi spektrum frekuensi di luar batas filter untuk menghindari hilangnya frekuensi rendah. Metode *Sparse Spike* ini mengasumsikan bahwa reflektivitas yang sebenarnya dapat diasumsikan sebagai seri dari *spike-spike* besar yang bertumpukan dengan *spike-spike* yang lebih kecil sebagai *background*. Parameter yang menjadi masukan tambahan pada metode ini adalah menentukan jumlah maksimum *spike* yang akan dideteksi pada tiap *trace* seismik dan *threshold* pendeteksian seismik. Model dasar *trace* seismik didefinisikan sesuai dengan persamaan (3.21) (Sukmono, 1999).

Persamaan (3.21) tersebut mengandung tiga variabel yang tidak diketahui sehingga sulit untuk menyelesaikan persamaan tersebut, namun dengan menggunakan asumsi tertentu permasalahan dekonvolusi dapat diselesaikan dengan beberapa teknik dekonvolusi yang dikelompokkan dalam metode *Sparse Spike*. Metode *Sparse Spike* mengasumsikan bentuk tertentu reflektivitas serta memperkirakan *wavelet* dari asumsi model tersebut.

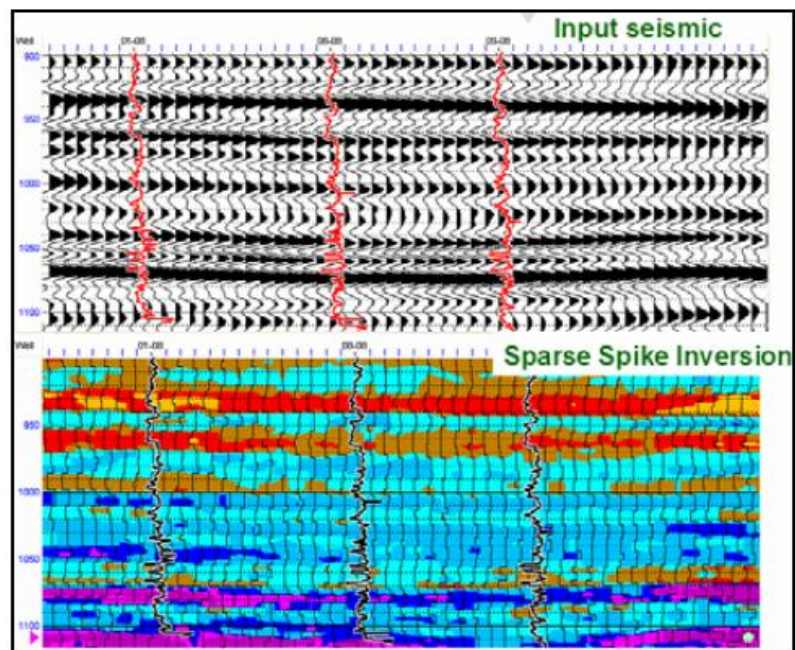
Teknik yang dilakukan dalam metode *Sparse Spike* meliputi:

- Inversi dan dekonvolusi norma L-1 (*Linear Programing*)
- Inversi dan dekonvolusi *Maksimum Likelihood*



c. Dekonvolusi Entropi Minimum (MED)

Kelebihan dari inversi ini adalah komponen frekuensi rendah secara matematis telah dimasukkan dalam perhitungan solusi dengan pengontrol ekstra, dapat digunakan sebagai estimasi *full-bandwidth* reflektivitas. Kekurangannya adalah impedansi akustik yang dihasilkan berbentuk blok-blok sehingga detail yang terlihat pada inversi rekursif kurang jelas. Hasil inversi seismik dengan menggunakan metode *Sparse Spike* ditunjukkan pada **Gambar III.19**.



**Gambar III.19.** Input seismik dan output yang dihasilkan dari inversi *Sparse Spike* (Russell, 1996).

## BAB IV

### METODOLOGI PENELITIAN

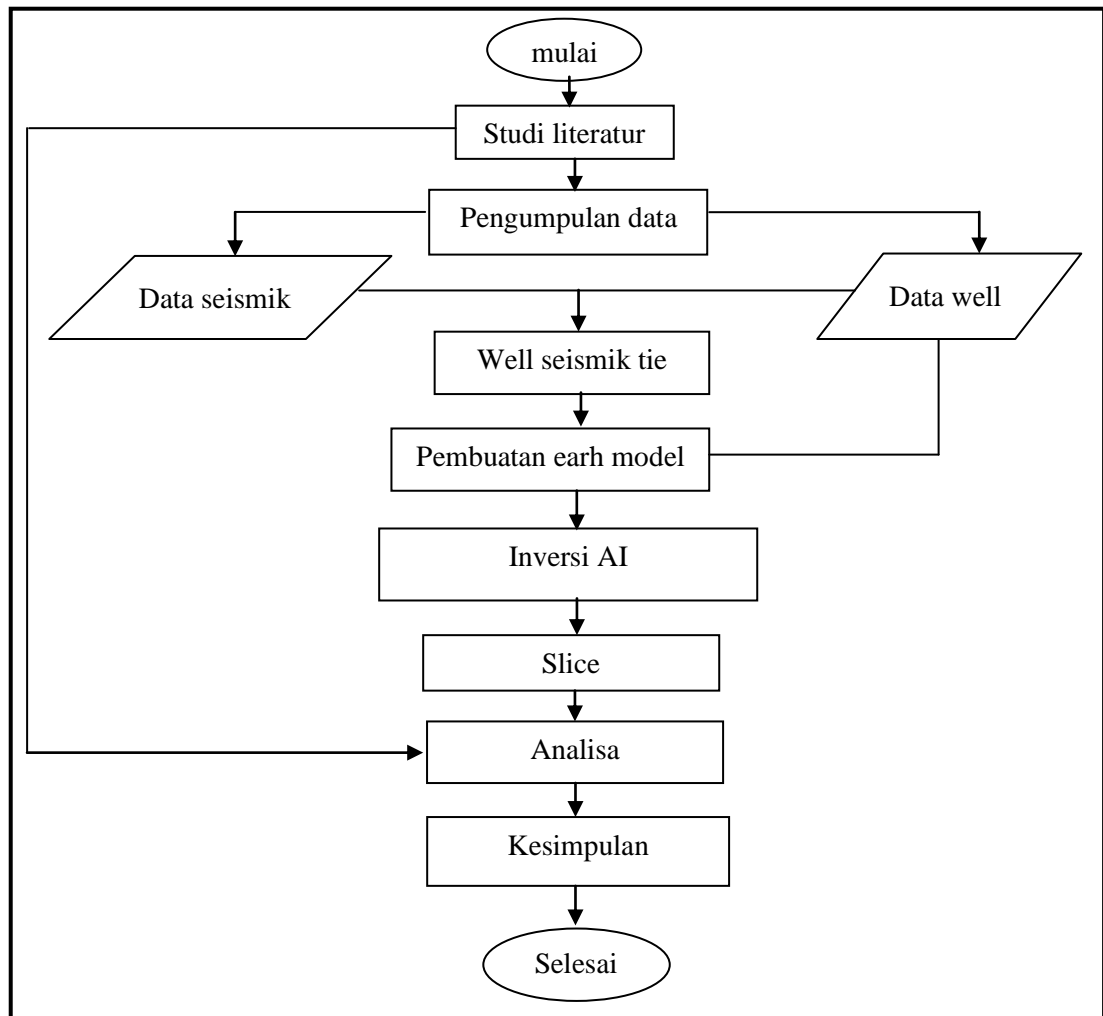
Untuk mendapatkan hasil penelitian yang maksimal, maka diperlukan rencana yang harus dilakukan pada tahapan penelitian yang bertujuan untuk meminimalkan kesalahan, baik mulai dari tahap persiapan data, input data, pengolahan data dan membuat hipotesa atau analisa maupun penarikan kesimpulan. Dalam penelitian ini, langkah-langkah yang dilakukan akan dijelaskan atau diuraikan dibawah ini : Secara umum untuk melakukan penelitian ini diperlukan pengetahuan yang terintegrasi antara *Rock physics*, *seismik data processing*, *seismik modeling*, *seismik interpretation*, *seismik inversion* dan konsep. Oleh karena itu, studi literature sangat penting dilakukan baik sebelum maupun selama melakukan penelitian ini.

Kemudian langkah berikutnya yang dilakukan yaitu persiapan data. Tahapan ini merupakan salah satu tahap penting dalam penelitian karena dapat mempengaruhi hasil akhir penelitian, sehingga tahap ini perlu diperhatikan. Dalam penelitian ini, data yang digunakan adalah:

- 1) Data sumur terdiri dari data-data log seperti *density*, *gamma ray*, *P-sonic*, dan *porosity* dari sumur yang terletak di daerah penelitian.
- 2) Data seismik yang berupa penampang seismik 3D

Setelah semua data sudah terkumpul dan siap untuk lanjut ke langkah berikutnya yaitu *well seismik tie*. Proses ini perlu dilakukan untuk memperoleh korelasi antara posisi horizon dalam domain waktu pada penampang seismik dengan top lapisan atau Formasi dalam domain kedalaman pada data sumur.

Langkah selanjutnya yang dilakukan adalah *Picking horizon*. Tahapan ini merupakan proses penelusuran horizon seismik ke arah lateral. Sehingga memberikan nilai waktu datang gelombang disetiap *shot point* lintasan seismik. Pada penelitian ini dilakukan penelusuran pada empat horizon, yaitu Top kais (TK), Top reef (TR), Base reef (BR), dan Base Kais (BK)



**Gambar IV.1.** Diagram alir inversi AI (*Acoustic Impedance*) untuk karakterisasi reservoir pada lapangan “Panda” Formasi Kais, Cekungan Salawati Papua.

Setelah dilakukan *picking horizon* dengan empat horizon pada tiap-tiap penampang seismik maka langkah selanjutnya yang dilakukan adalah Pembuatan *earth model*. Pembuatan model ini menggunakan data AI (*Acoustic Impedance*) dari sumur dan horizon interpretasi yang terdiri dari empat horizon yaitu Top Kais (TK). Top reef (TR), Base reef (BR), dan Base Kais (BK) , sehingga nilai AI (*Acoustic Impedance*) akan disebar ke dalam lapisan dengan batas horizon

tersebut. Model ini merupakan model awal dalam proses inversi, yang juga digunakan untuk menentukan tren AI (*Acoustic Impedance*) pada proses inversi.

Untuk selanjutnya dilakukan estimasi wavelet. Proses ini penting dalam proses inversi, karena kesesuaian data sintetik dengan data seismik tergantung dari wavelet. Jika wavelet baik, maka akan ada kesesuaian antara data sintetik dengan data seismik dan begitu pula sebaliknya.

Setelah melakukan pengikatan data sumur dengan seismik (*well seismic tie*) dan ekstraksi wavelet, langkah selanjutnya yaitu melakukan inversi AI (*Acoustic Impedance*). Proses ini menggunakan *Constrained sparse spike inversion* (CSSI) dengan menggunakan *software Jason Geoscience Workbench*. Data yang digunakan sebagai input dalam proses CSSI adalah data seismik, horizon, data sumur setelah *well seismic tie*, *earth model* AI, dan wavelet hasil estimasi.

Langkah selanjutnya, dilakukan QC (*Quality Control*) hasil inversi. Langkah ini dilakukan untuk mengetahui hasil inversi yang dilakukan sudah baik atau tidak baik. Dalam QC (*Quality Control*) hasil inversi ini terdapat 3 langkah yang dapat menyatakan hasil inversi tersebut baik atau tidak baik atau jelek yaitu *cross-correlation*, seismik sintetik dan residual, serta *signal to noise ratio*. Untuk langkah yang pertama yaitu *cross-correlation*, hasil inversi dinyatakan baik jika nilai *cross-correlation* mendekati satu dan sebaliknya. Untuk langkah berikutnya, seismik sintetik dan residual dilihat seberapa error residualnya atau beda antara seismik dan sintetik. Jika errornya kecil berarti hasil inversi tersebut baik dan sebaliknya jika errornya besar maka hasil inversi yang dihasilkan kurang baik atau jelek. Sedangkan untuk *signal to noise ratio* jika hasil inversi memiliki nilai *signal to noise ratio* lebih dari 15 maka hasil inversi tersebut baik dan sebaliknya jika nilai *signal to noise ratio* kurang dari 15 maka hasil inversi tersebut tidak baik atau jelek. Setelah melakukan QC (*Quality Control*) hasil inversi dengan 3 tahap di atas maka bisa lanjut ke langkah berikutnya yaitu analisa data. Akan tetapi hal itu bisa dilakukan jika ke 3 tahap di atas menunjukkan hasil inversi yang baik. Tapi jika hasil inversi tersebut masih belum baik atau jelek maka harus kembali ke

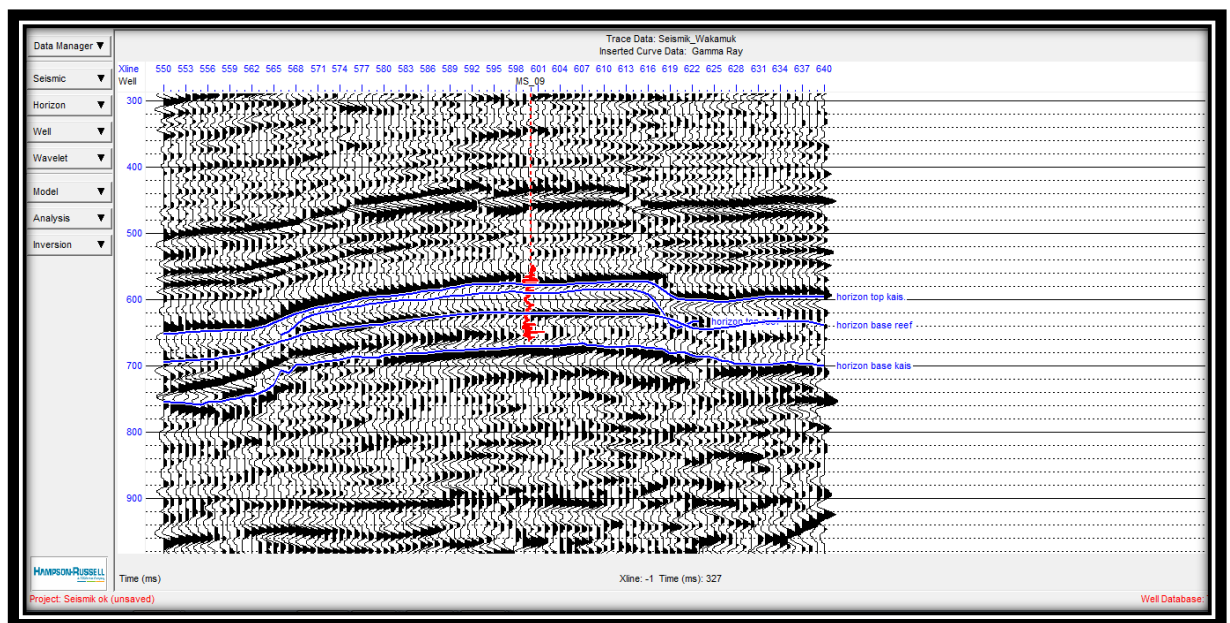
langkah sebelumnya yaitu proses inversi AI (*Acoustic Impedance*) dengan melihat kembali proses-proses sebelumnya.

Selanjutnya yang dilakukan adalah analisa. Tahap ini dilakukan jika QC (*Quality Control*) hasil inversi yang dilakukan sudah menunjukkan hasil yang baik dengan melihat beberapa syarat yang sudah dijelaskan di atas. Tahap ini berupa analisa hasil pengolahan data yang telah dilakukan sebelumnya, dengan menggunakan data sumur, data seismik maupun korelasi keduanya. Yang kemudian dilanjutkan dengan analisa karakter reservoir. Dan langkah terakhir yang dilakukan adalah menarik kesimpulan hasil akhir dari rangkaian proses yang dilakukan, sehingga dapat mengetahui karakteristik reservoir daerah Formasi Kais cekungan Salawati Papua.

## IV.1. Data Input

### IV.1.1. Data seismik

Data seismik yang digunakan harus memiliki kualitas yang baik, sehingga segala kesalahan yang ada tidak terbawa kedalam proses inversi yang dapat mengakibatkan akumulasi kesalahan. Pada penelitian ini menggunakan seismik 3 dimensi (3D) dengan lima sumur yaitu *well* MS-01, MS-02, MS-03, MS-04, MS-05 (**Gambar IV.2**).

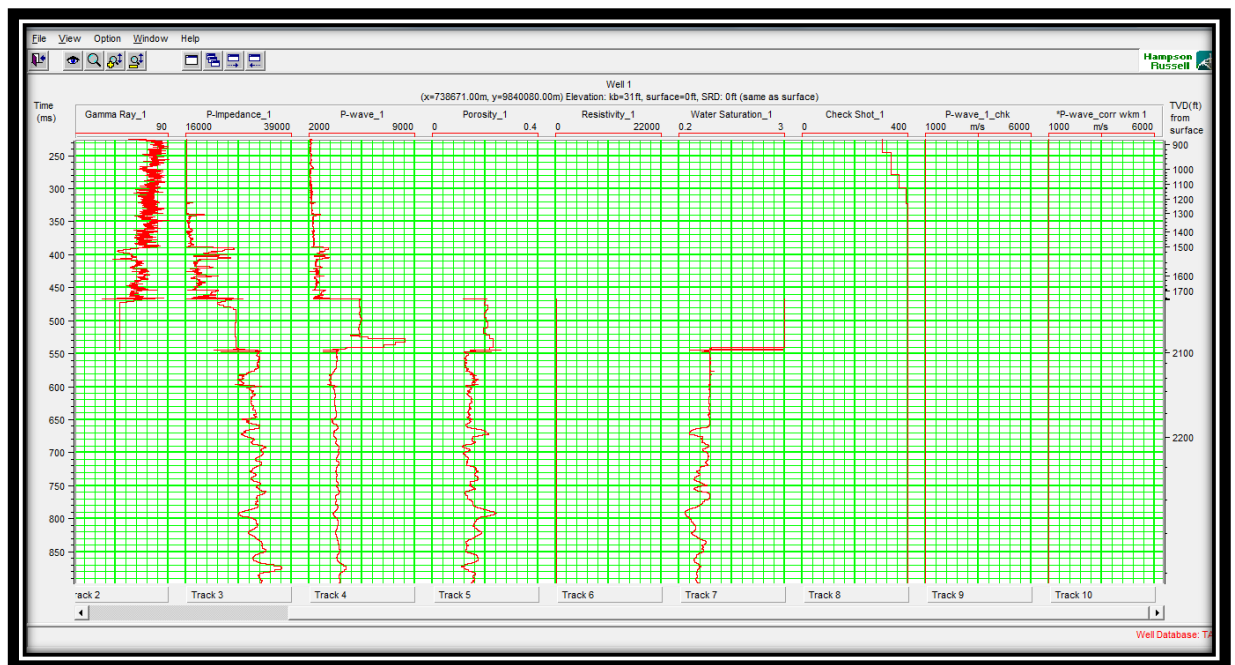


**Gambar IV.2.** Salah satu penampang seismik

#### IV.1.2. Data Sumur

Data sumur merupakan data input yang penting untuk kegiatan interpretasi seismik, datanya lebih bersifat objektif karena dilakukan pengukuran langsung terhadap batuan disekitar sumur. Dalam penelitian ini, data sumur digunakan dalam pembuatan *earth model* atau model awal dengan menggunakan horizon interpretasi sebagai panduannya. Penelitian ini menggunakan lima sumur, yaitu sumur l-MS-01, MS-02, MS-03, MS-04, MS-05. Data-data sumur yang digunakan antara lain data-data log sebagai berikut (**Gambar IV.3**) :

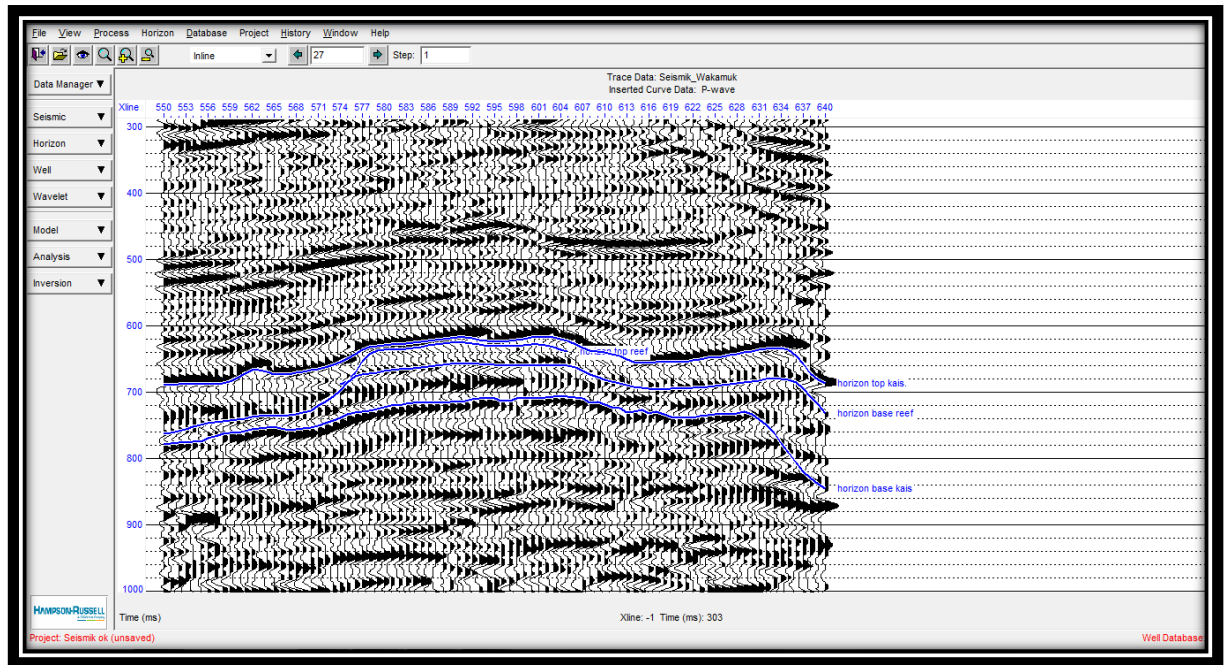
- 1) Log Porosity
- 2) Log Gamma Ray
- 3) Log Density
- 4) Log P-Impedance



**Gambar IV.3.** Data-data Log Sumur MS-01

#### IV.1.3. Data Interpretasi Horizon

Untuk melakukan inversi juga diperlukan horizon hasil interpretasi daerah target. Tahapan ini merupakan proses penelusuran horizon seismik ke arah lateral. Sehingga memberikan nilai waktu datang gelombang disetiap *shot point* lintasan seismik. Pada penelitian ini dilakukan penelusuran interpretasi pada empat horizon, yaitu Top Kais (TK), Top reef (TR), Base reef (BR), dan Base Kais (BK) (Gambar IV.4).



**Gambar IV.4.** Penampang Seismik dengan Interpretasi Horizon

#### IV.1.4. Data Checkshot

Data *checkshot* digunakan untuk melakukan pengikatan sumur dengan seismik atau proses *well seismik tie*. Apabila tidak ada data *checkshot* dapat digunakan tabel hubungan kedalaman dengan waktu (*Time Depth Relation Table*). Setiap sumur harus memiliki data *checkshot* atau tabel hubungan kedalaman dan waktu.

Pada penelitian ini data *checkshot* digunakan untuk mengkonversi domain kedalaman (sumur) ke domain waktu (seismik) yang nanti digunakan dalam proses *well seismic tie*.

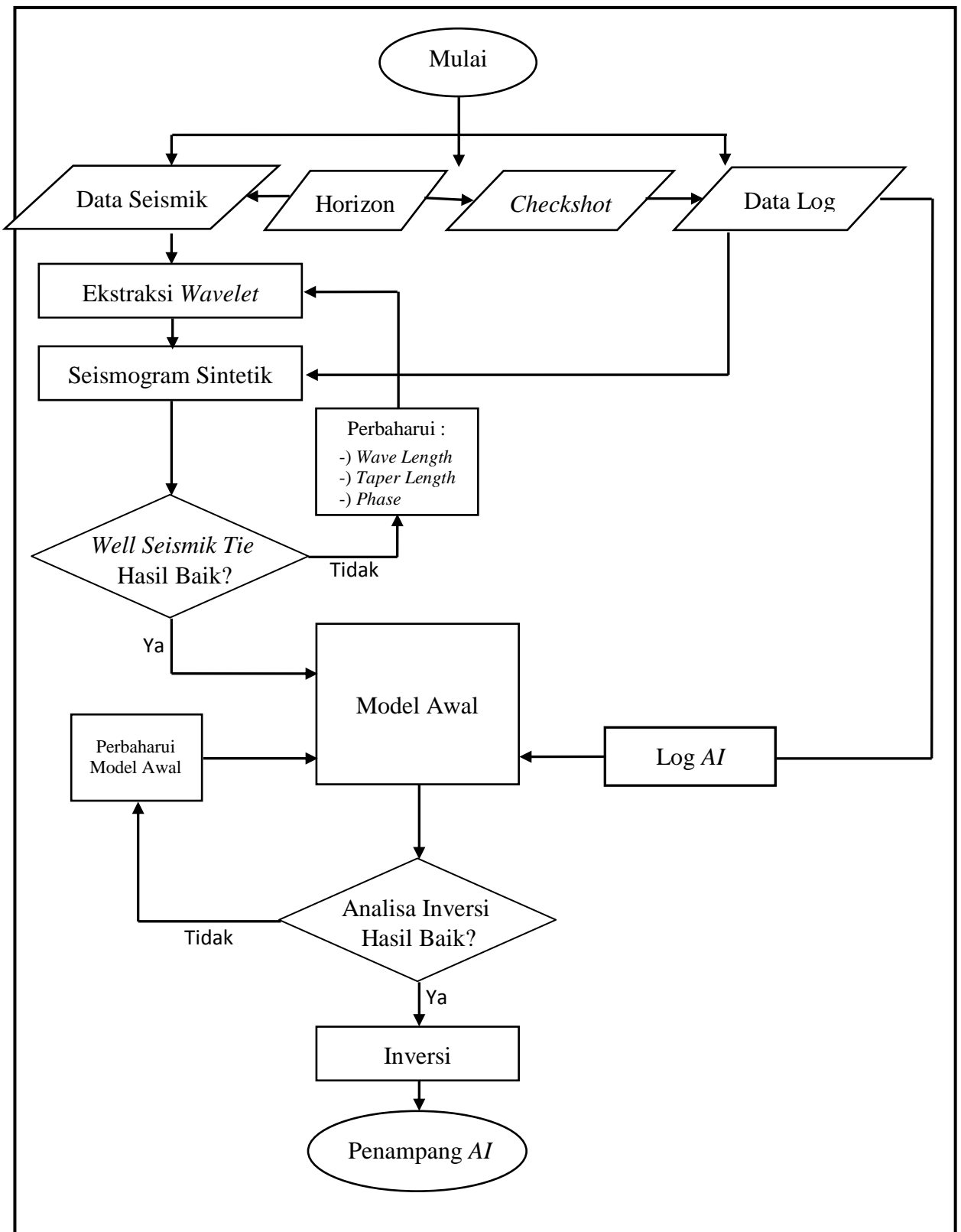
#### **IV.1.5 Data Marker**

Data marker digunakan sebagai dasar untuk melakukan *picking horizon*. Selain itu digunakan juga untuk dasar pada saat melakukan pada pengikatan data sumur dan data seismic. Penelitian ini menggunakan 4 marker.

#### **IV.2. Pengolahan Data**

Penggunaan *inversi sparse spike* untuk karakterisasi reservoir di lapangan “Panda” Formasi Kais Cekungan Salawati Papua, menggunakan *software Hampson Russell* (HRS). Proses inversi ini, dilakukan untuk mengetahui penyebaran nilai *Acoustic Impedance* (AI) dalam reservoir sehingga dapat diketahui karakteristik dari reservoir di daerah penelitian. Berikut merupakan diagram alir proses inversi *Acoustic Impedance* (AI) yang dilakukan pada penelitian ini dengan menggunakan *software Hampson Russell* (HRS) :





**Gambar IV.5.** Diagram alir inversi seismik.

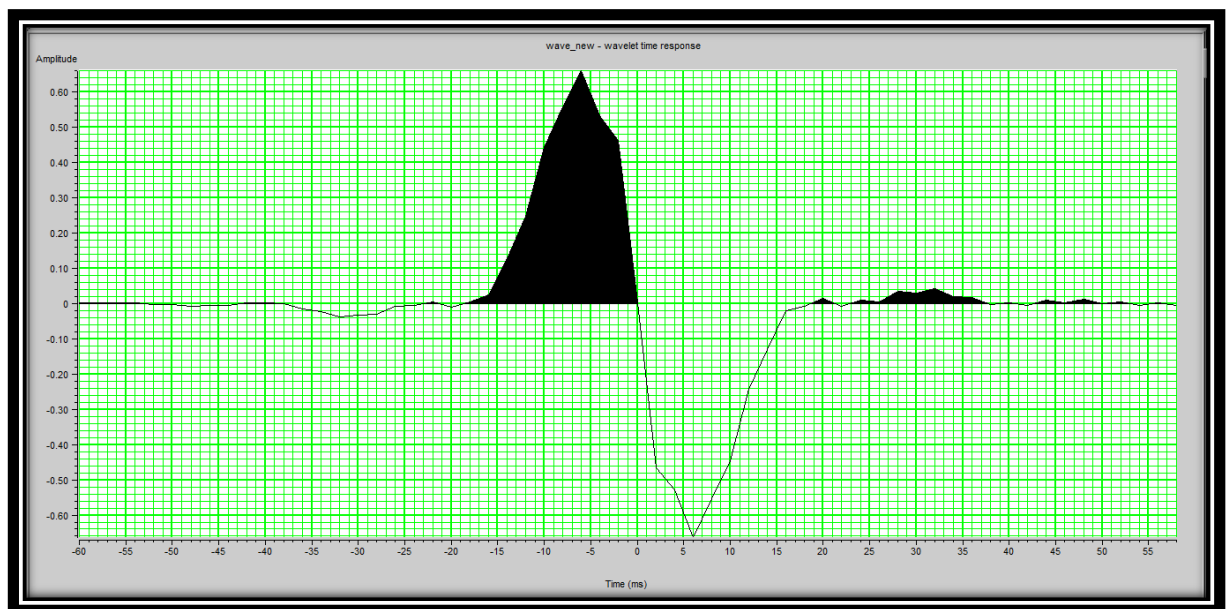
Adapun Pengolahan data yang dilakukan dalam penelitian ini untuk menghasilkan model *impedance Acoustic* (AI) tersebut adalah :

- 1) Estimasi wavelet
- 2) Well seismic tie
- 3) Pembuatan *Earth Model*,
- 4) *Constrained Sparse Spike Inversion* (CSSI).

#### IV.2.1. Estimasi Wavelet

Dalam proses inversi, estimasi wavelet mempunyai peranan yang sangat penting, karena kesesuaian data sintetik dengan data seismik tergantung dari wavelet yang baik atau tidak. Jika wavelet yang baik akan menyebabkan adanya kesesuaian antara data sintetik dan data seismik, dan begitu pula sebaliknya. Input dalam estimasi wavelet ini adalah data seismik, data sumur hasil *well seismic tie*, dan horizon-horizon yang telah dipicking mulai dari bawah hingga ke atas yaitu dari Top Kais (TK) sampai ke Base Reef (BR).

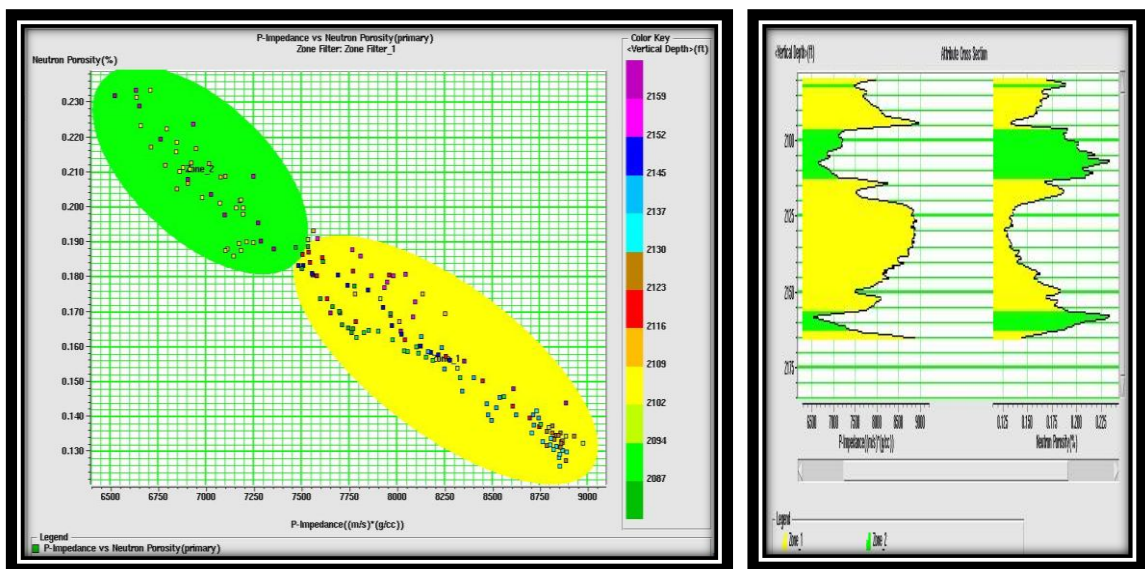
Parameter-parameter yang diatur dalam estimasi wavelet ini bertujuan untuk mendapatkan spektrum amplitudo wavelet menyerupai data seismik, spektrum reflektivitas data hasil inversi menyerupai data seismik awal, dan nilai residual reflektivitas keduanya tidak besar. Berikut hasil estimasi wavelet (Gambar IV.5)



**Gambar IV.6.** Hasil estimasi wavelet

#### IV.2.2. Crossplot

Setelah log turunan didapat maka langkah selanjutnya adalah melakukan crossplot antara dua log atau dua parameter yaitu loglitologi antara log AI dengan log Porosity. Disamping itu untuk mendukung interpretasi pada crossplot juga ditampilkan komponen kedua sebagai informasi tambahan pada log di crossplot. Dari hasil crossplot kemudian dibuat zona-zona kelompok. Berikut adalah parameter-parameter log yang dilakukan antara lain :



**Gambar IV.7.** Crossplot litologi antara P-Impedance dengan log Porositas

#### IV.2.2.Well seismic tie

Adalah proses pengikatan data sumur (*well*) terhadap data seismik. Data sumur yang diperlukan untuk *well seismic tie* adalah *sonic* (DT), *density* (RHOB), dan *checkshot*. Sebelum diproses, data *well* tersebut harus dikoreksi terlebih dahulu untuk menghilangkan efek washout zone, casing shoe, dan artifak-artifak lainnya. Data seismik umumnya berada dalam domain waktu (TWT) sedangkan data *well* berada dalam domain kedalaman (depth). Sehingga, sebelum melakukan pengikatan, langkah awal yang dilakukan adalah konversi data *well* ke domain waktu. Untuk konversi ini, kita menggunakan *checkshot*.

Untuk melakukan *well seismic tie* pada penelitian ini digunakan salah satu teknik yaitu sintetik seismogram, yang dilakukan dengan cara mengkonvolusi *wavelet* dengan *reflectivity* dari log AI. Dimana log AI itu sendiri diperoleh dari perkalian log *sonic* dan log *density*.

Berikut merupakan tahap-tahap melakukan *well seismic tie* pada penelitian ini:

1. Loading data sumur dan data seismik.

Data yang diperlukan dalam proses *well seismic tie* ini adalah :

- 1) Log sonic

Log sonic bekerja berdasarkan kecepatan rambat gelombang. log sonic ini merupakan metode untuk mengukur lama waktu tempuh gelombang untuk menempuh kedalaman tertentu. Lama waktu tempuhnya ( $t$ ) berbanding terbalik dengan kecepatan gelombang  $\left(v = \frac{1}{t}\right)$ . Sehingga dari log sonic, akan didapatkan data kecepatan gelombang pada batuan.

Pada penelitian ini menggunakan data log P-sonic dari sumur PTM-1.

- 2) Log densitas

Log densitas berguna untuk mendapatkan data densitas batuan, yang nantinya akan dipakai dalam perhitungan harga AI.

Pada penelitian ini menggunakan data log densitas dari sumur PTM-1.

- 3) Data seismik

Data seismik yang akan digunakan dalam proses estimasi wavelet dan posisi marker pada seismik dalam domain waktu berkorelasi dengan marker pada log dalam domain kedalaman.

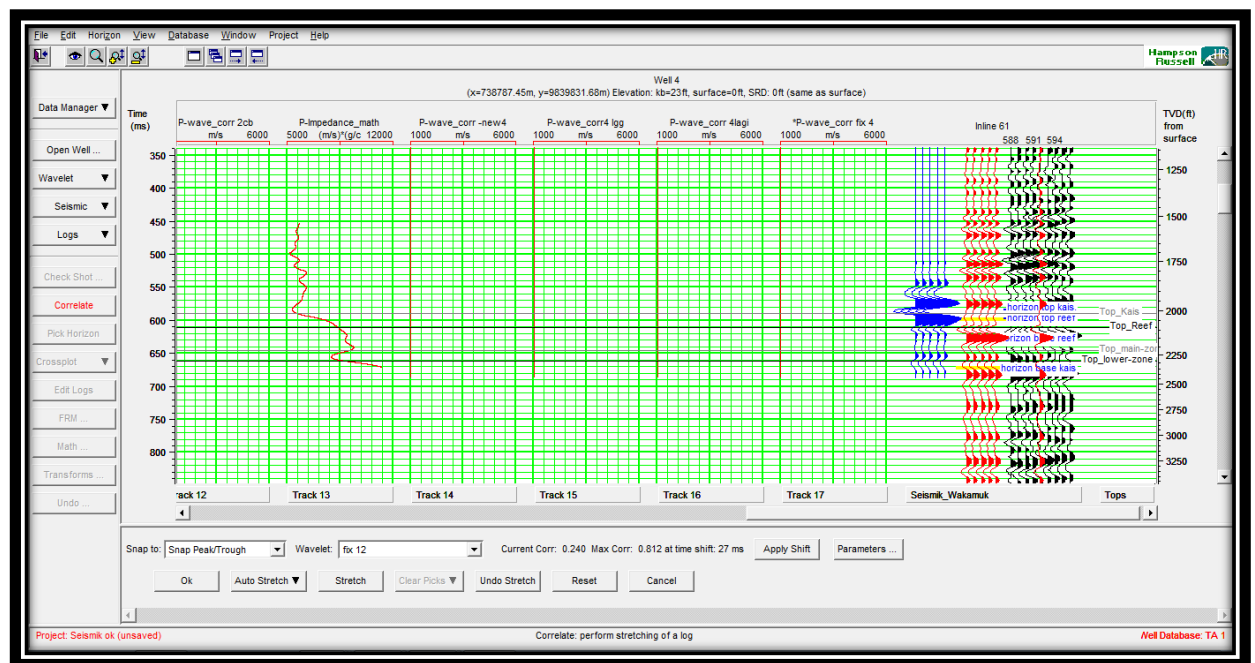
- 4) *Checkshot*

Data *checkshot* digunakan untuk mengkonversi domain kedalaman (sumur) ke domain waktu (seismik).

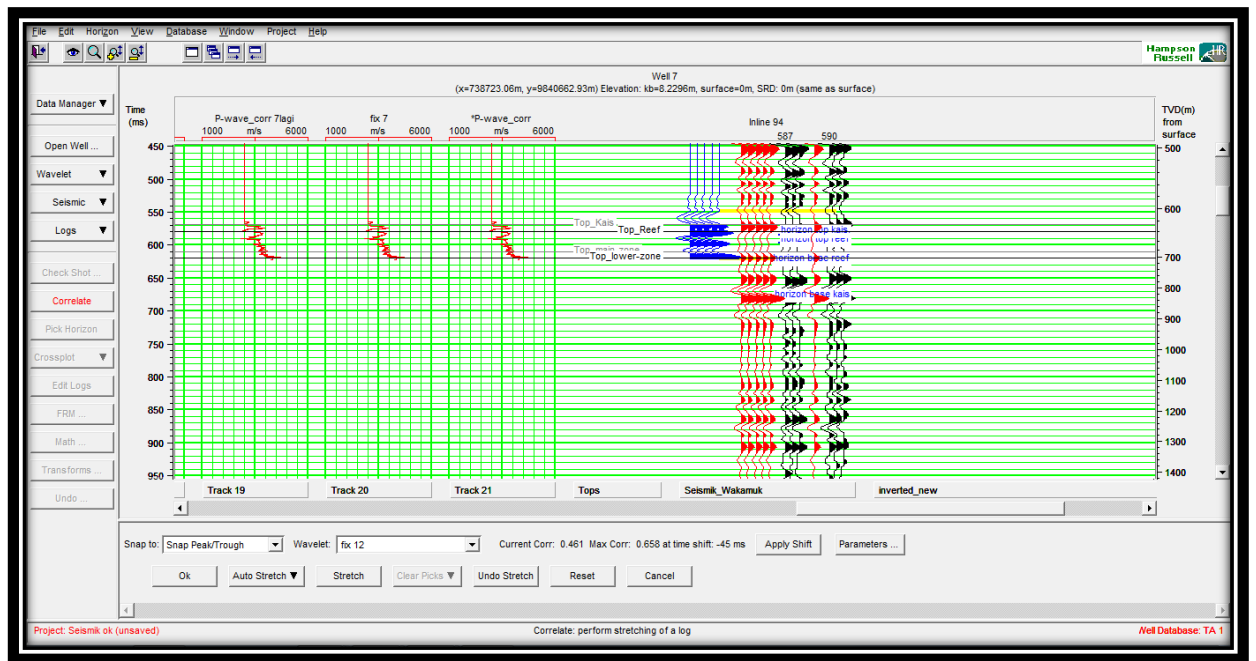
2. Seismogram sintetik

Proses ini menggunakan wavelet hasil estimasi sebagai input untuk mendapatkan korelasi yang baik antara data sintetik dan data seismik.

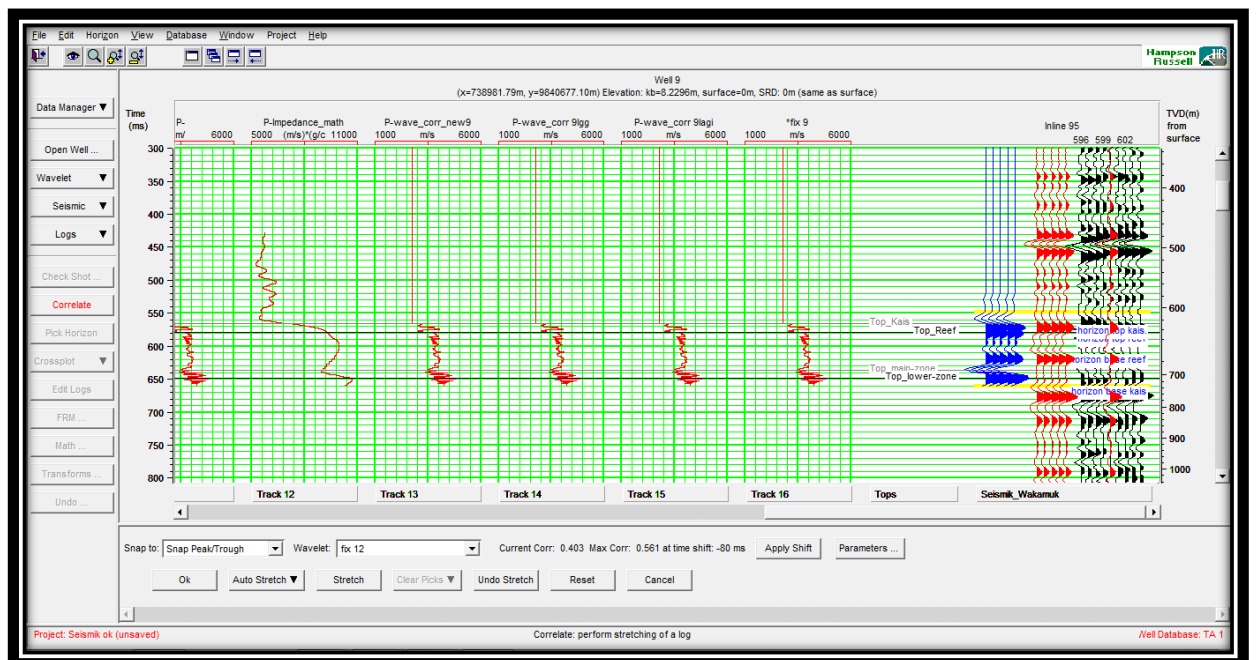
Pada penelitian ini dilakukan beberapa kali *well seismic tie* untuk mendapatkan hasil yang akurat. Pada gambar di bawah ini menunjukkan sebelum dilakukan well seismic tie, dapat dilihat pada kolom sebelah kiri merupakan data seismik, kolom berikutnya kearah kanan merupakan data sintetik, kemudian selanjutnya kolom korelasi dengan data sumur dan kolom yang paling kanan merupakan data sumur yaitu log p-impedansi. Dari data-data tersebut dapat dilihat, bahwa korelasi antara data sintetik dan data seismik dapat dikatakan tidak baik. Karena data sintetik belum menyerupai data seismik dengan ditunjukan korelasi dengan data sumur yang menunjukkan nilai korelasi yang rendah. Maka dari itu, perlu dilakukan *well seismic tie*, agar korelasi data sintetik dan data seismik didapatkan hasil yang baik dan akurat. Hal ini ditunjukkan dari korelasi data sumur dengan nilai korelasi yang tinggi (**Gambar IV.8**).



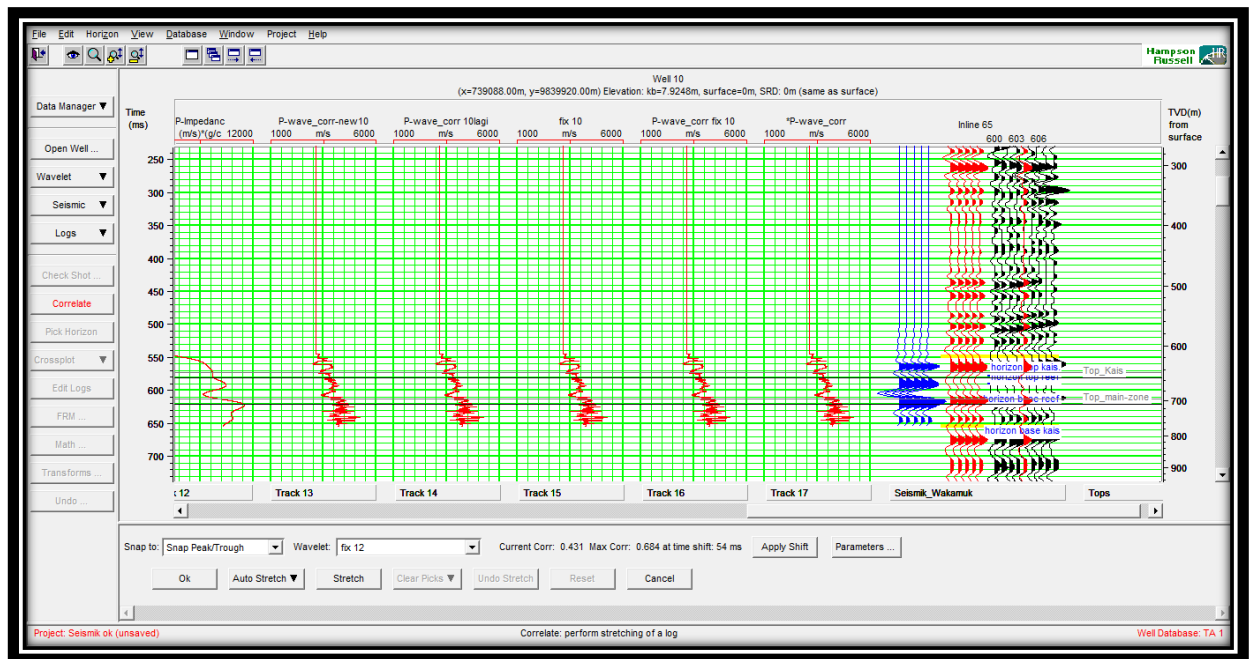
**Gambar IV.8.** Well seismic tie pada sumur MS-01



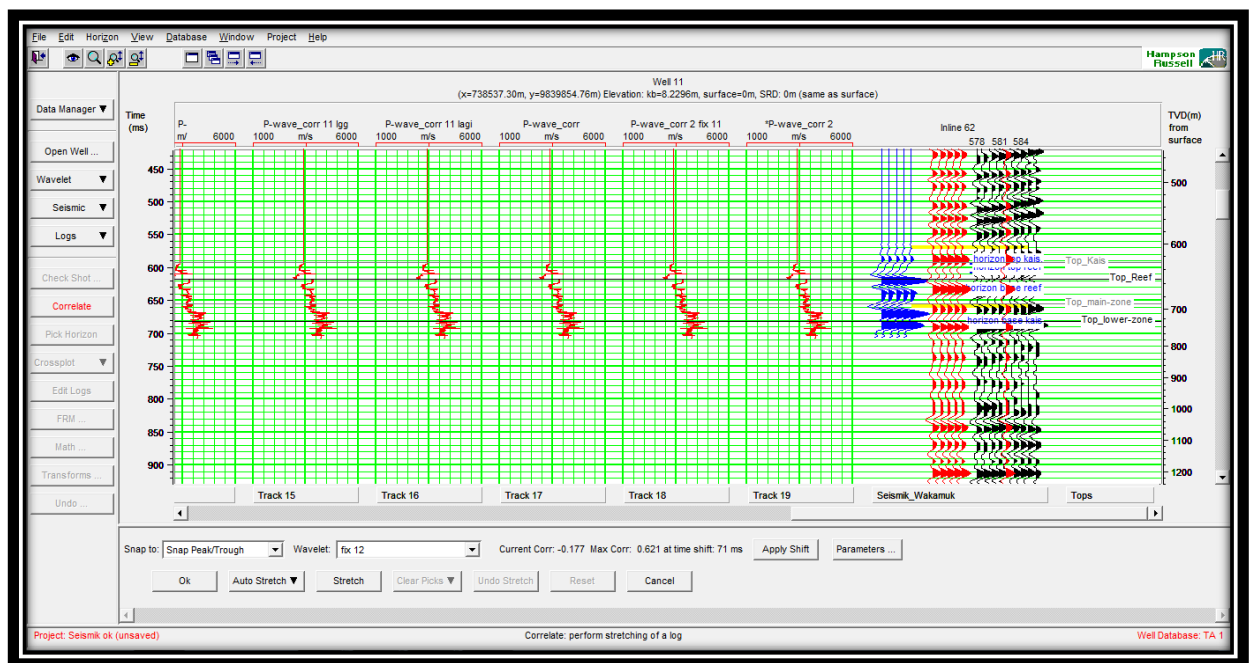
Gambar IV.9. Well seismic tie pada sumur MS-02



Gambar IV.10. Well seismic tie pada sumur MS-03



Gambar IV.11. Well seismic tie pada sumur MS-04



Gambar IV.12. Well seismic tie pada sumur MS-05

## IV.2.2 Picking Horizon

Proses penentuan reflektor secara lateral disebut picking horizon. Tahapan ini bertujuan untuk menelusuri daerah yang akan diinterpretasi. Fungsi dari

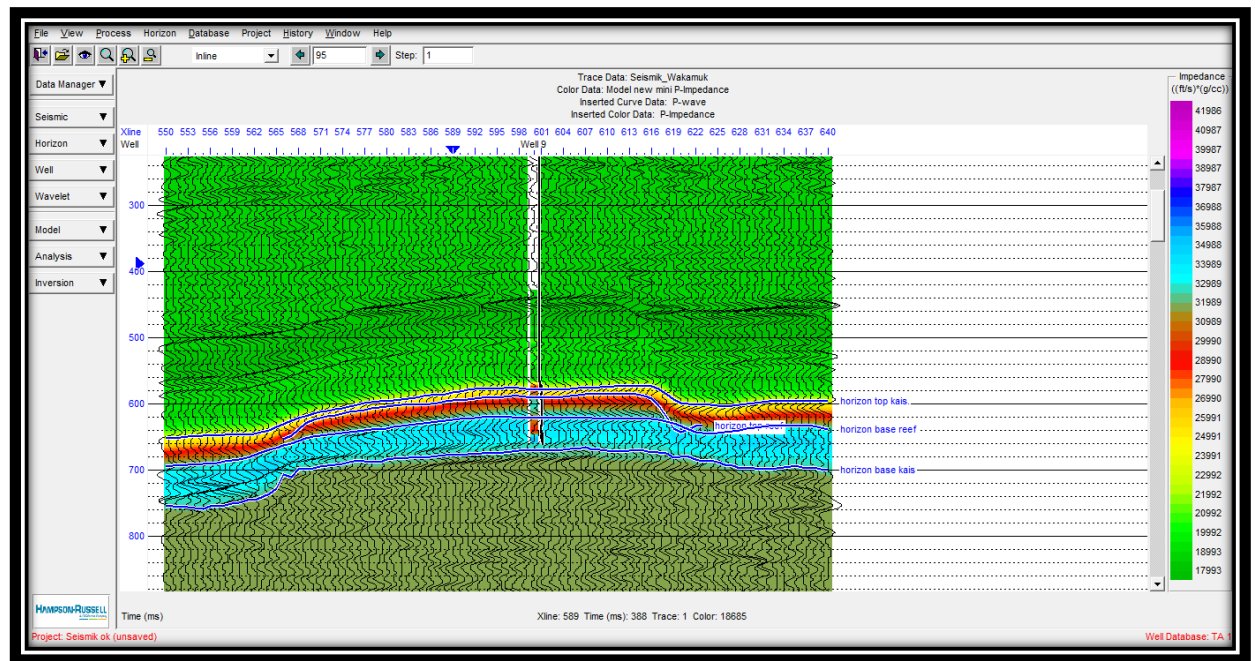
*picking horizon* ini adalah untuk membuat model geologi. Penelusuran horizon seismik ini kearah lateral berarti memberikan nilai-nilai waktu datang gelombang disetiap *shot point* lintasan seismik. Untuk tahap selanjutnya, *picking horizon* ini akan dipakai dalam pembuatan model bumi atau *Earth Model*.

Pada penelitian ini dilakukan penelusuran pada empat horizon yaitu Top Kais (TK), Top Reef (TR), Base Reef (BR), dan Base Kais (BK). Interpretasi horizon pada penampang seismic dilakukan pada bagian-bagian seismic yang mempunyai refleksi seismik yang jelas. Dalam penelitian ini, interpretasi struktur pada penampang seismic dilakukan dengan melihat adanya suatu perbedaan kemiringan horizon. selain itu, interpretasi struktur dilakukan dengan melihat adanya diskontinuitas reflektor seismik.

#### **IV.2.3. Pembuatan *Earth Model***

Dalam penelitian ini, pembuatan *earth model* atau model bumi diperlukan data AI sumur selain itu, menggunakan data horizon seismic daerah penelitian yaitu Top Kais (TK), Top Reef (TR), Base Kais (BK), dan Base Reef (BR). Pembuatan *earth model* ini diperlukan suatu *framework* untuk mendefinisikan posisi stratigrafi horizon berdasarkan urutannya serta untuk menginterpolasi data sumur. Model ini sebagai model awal dari proses inversi, dan akan digunakan untuk menentukan tren AI pada proses invesi. Berikut merupakan salah satu penampang earth model AI line-04 yang melewati sumur.





**Gambar IV.13.** Penampang earth model yang melewati sumur

#### IV.2.6. Hasil Inversi

Proses ini dilakukan untuk melihat atau mengecek hasil inverse yang dilakukan sudah baik atau tidak baik. Dalam arti jika hasil inversi yang didapatkan kurang baik atau kemungkinan ada parameter yang belum tepat. Oleh karena itu perlu dilakukan proses QC ini. Dalam proses ini yang perlu diperhatikan adalah error dari parameter-parameter didalamnya. Parameter-parameter QC tersebut adalah signal to noise ratio, cross-correlation, sintetik seismic, dan residual. Untuk melihat data hasil inversi sudah baik atau belum berdasarkan signal to noise ratio yaitu dengan melihat jika nilai dari signal to noise ratio sudah diatas 15, maka data hasil inverse yang didapatkan sudah baik. Jika dilihat dari cross-correlation maka data hasil inverse yang bagus itu jika cross-correlationnya mendekati satu. Sementara jika dilihat dari sintetik seismic dan residual dapat dilihat dengan membandingkan sintetik dengan data seismic kemudian lihat pada residual. Dimana residual tersebut merupakan beda atau selisih antara sintetik dan seismic. Dari semua parameter itu, dapat terlihat sesuatu keanehan dengan membandingkan dengan data seismic sehingga bisa

diinterpretasikan terdapatnya struktur, misalnya sesar, lipatan, dan build up. Sehingga proses ini penting sebagai control dalam proses inversi.

## **BAB V**

### **ANALISA DAN PEMBAHASAN**

Pada dasarnya metode seismik inversi digunakan untuk meningkatkan resolusi data seismik sehingga dapat dilihat dimensi dan delineasi penyebaran reservoir. Pada metode inversi seismik, data *trace* seismik refleksi akan diubah menjadi impedansi akustik yang merupakan sifat fisis batuan, sehingga akan lebih mudah untuk diinterpretasikan menjadi parameter-parameter petrofisika reservoir, misalnya untuk mengetahui porositas, mengetahui litologi batuan dan penyebaran reservoirnya.

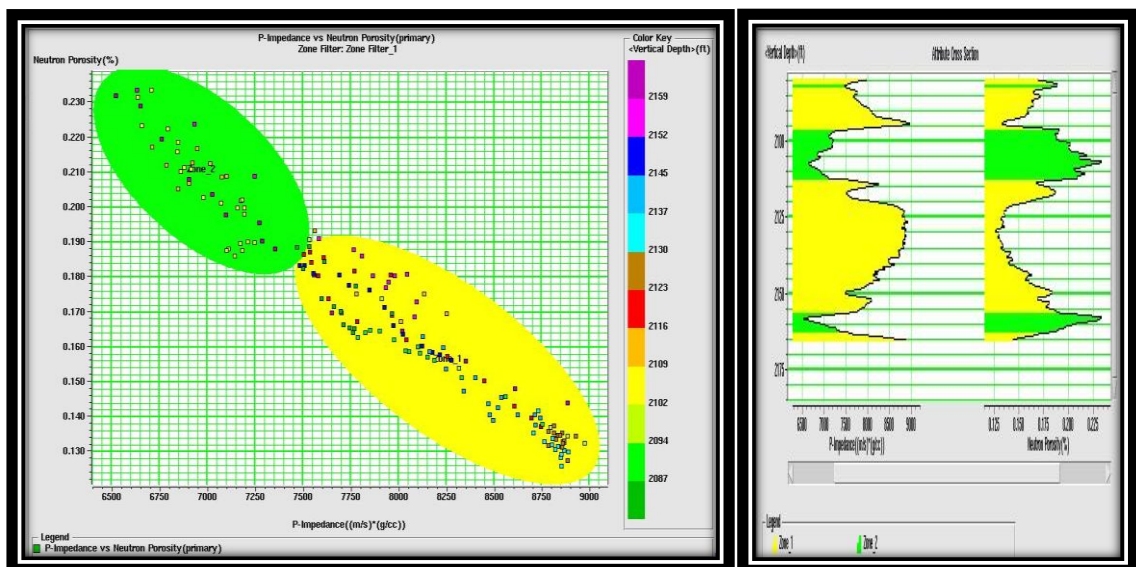
Pengetahuan yang terintegrasi antara sifat fisika batuan (*rock physics*), konsep *seismic data processing*, *seismic modelling*, *seismic interpretation*, *seismic inversion*, pengetahuan dan informasi tentang geologi daerah penelitian sangat diperlukan dalam analisa. Untuk mendapatkan hasil penelitian yang optimal maka diperlukan perencanaan yang baik yang harus dilakukan pada penelitian ini, yang bertujuan untuk meminimalkan kesalahan baik pada tahap persiapan data, input data, pengolahan data dan membuat hipotesa atau analisa maupun dalam penarikan kesimpulan. Oleh karena itu, studi literatur yang terintegrasi dengan informasi geologi daerah penelitian sangat penting dilakukan baik sebelum maupun selama melakukan penelitian ini, untuk memperoleh hasil inversi seismik yang baik.

#### **V.1. Analisa Crossplot**

##### **V.1.1. Analisa P-Impedance dan Porosity**

Hasil analisa dapat dilihat dari hasil *crossplot* dan *cross section* antara log impedansi akustik dengan log porositas total formasi yang menunjukkan bahwa terdapat dua zona yang terpisah, yaitu zona yang berwarna hijau dan kuning seperti yang ditunjukkan oleh (**Gambar V.1.**) Kedua zona tersebut membentuk *trend* garis lurus yang menunjukkan impedansi akustik rendah berasosiasi dengan porositas total yang tinggi yang ditunjukkan oleh daerah yang diberi warna hijau, sedangkan impedansi akustik tinggi berasosiasi dengan porositas total yang

bernilai rendah seperti yang terlihat pada daerah yang diberi warna kuning. Dengan kata lain, semakin tinggi nilai porositas maka nilai impedansi akustik semakin rendah, demikian pula sebaliknya semakin tinggi nilai impedansi akustik semakin rendah pula nilai porositas. Dengan bantuan data dan informasi geologi serta data analisa sumur (petrofisika), nilai impedansi akustik yang relatif rendah dengan nilai impedansi akustik antara  $(6500-7290) \text{ (m/s)} \cdot \text{(g/cc)}$  diinterpretasikan sebagai litologi batugamping yang memiliki porositas tinggi dengan nilai porositas berkisar antara  $(18,8-23,6)\%$ . Dimana nilai tersebut oleh Koesoemadinata (1979) digolongkan kedalam kategori baik sampai dengan sangat baik. Sedangkan nilai impedansi akustik yang relatif tinggi dengan nilai impedansi akustik berkisar antara  $(7290-9000) \text{ (m/s)} \cdot \text{(g/cc)}$  diinterpretasikan sebagai litologi batugamping dengan porositas rendah dengan nilai porositas berkisar antara  $(12,2-18,6)\%$ , nilai porositas tersebut menurut Koesoemadinata (1979) dikategorikan sebagai porositas cukup sampai dengan baik. Hasil analisa ini menunjukkan data yang akan diinversi mampu memisahkan karakter reservoir atau sifat fisika batuan berupa impedansi dan porositas, yang berarti bahwa proses inversi yang akan dilakukan pada data yang digunakan dalam penelitian ini dapat memberikan solusi untuk mengetahui karakter reservoir pada lapangan “Panda” atau dengan kata lain, proses inversi layak untuk dilakukan pada data tersebut.



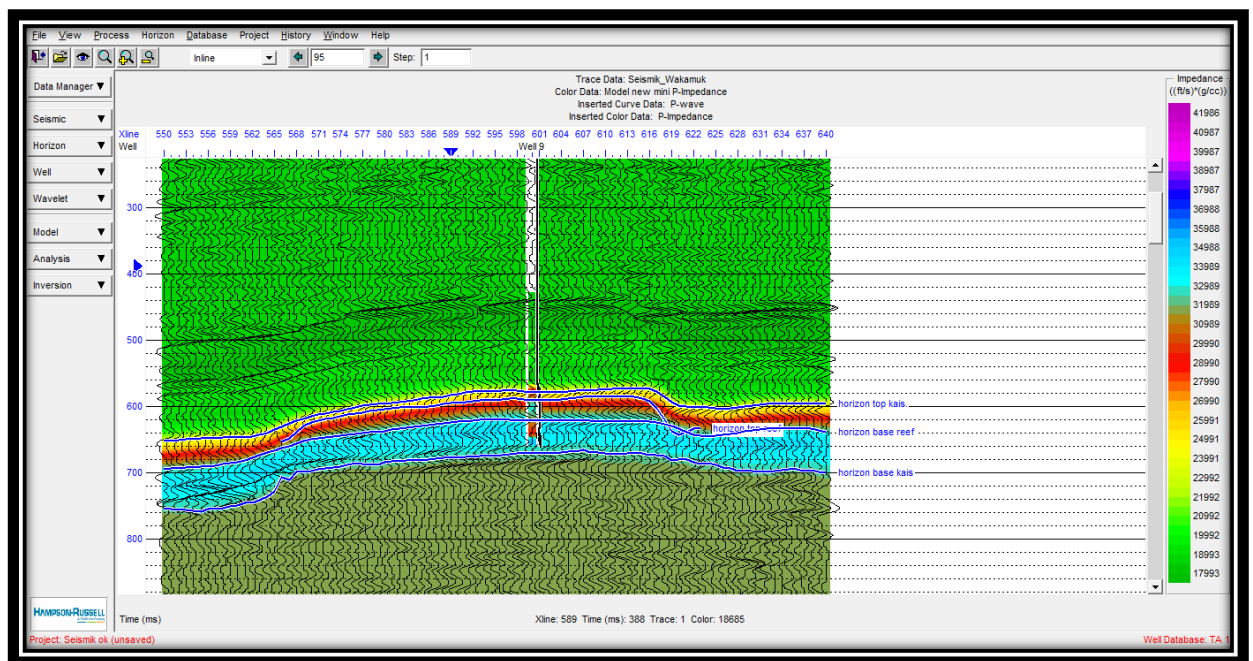
**Gambar V.1.** Crossplot antara Impedan akustik dan Porositas

## V.2. Analisa Model Awal

Model awal dibuat dengan menggunakan data sumur dan *horizon*. *Horizon* digunakan sebagai panduan dalam ekstrapolasi data sumur tersebut pada volume seismik. Model awal akan diterapkan untuk semua metode inversi yaitu inversi *Sparse Spike*. Parameter yang menjadi masukan pada penelitian ini adalah sebagai berikut :

- Sumur : 5 Sumur
- *Horizon* : *Horizon* Top Kais, Top Reef, Base Reef, dan Base Kais
- Wavelet : Wavelet Waveir08 dengan *wave length* 90 ms, *taper length* 20 ms

Model awal menunjukkan hasil yang cukup baik, dimana ekstrapolasi nilai impedansi akustik mengikuti kontrol dari 5 sumur. Sebelum melakukan proses inversi, terlebih dahulu dilakukan kontrol kualitas (*Quality Control*) model awal. Hal ini bertujuan untuk mengontrol hasil inversi yang dilakukan selanjutnya. Sehingga semakin tinggi korelasi *trace* sintetik dan *trace* seismik pada model awal, hasil inversi seismik akan semakin baik.



Gambar V.2. Model awal dengan menggunakan 4 buah *horizon*.

Dari **Gambar V.2.** memperlihatkan hasil model awal yang telah dilakukan. Impedansi akustik model menunjukkan korelasi vertikal dengan akustik sumur yang cukup baik. Zona antara horison Top Kais sampai Base Kais merupakan formasi yang didominasi oleh batugamping dengan impedansi akustik yang relative tinggi dan digambarkan dengan warna biru sampai ungu. Sedangkan zona batugamping dengan impedansi akustik yang relatif lebih rendah ditunjukkan dengan warna hijau hingga kuning.

### V.3. Analisa Inversi Seismik

Metode inversi seismik pada dasarnya untuk meningkatkan resolusi data seismik sehingga dapat dilihat dimensi dan delineasi penyebaran reservoir. Pada metode inversi seismik, data *trace* seismik refleksi akan diubah menjadi impedansi akustik yang merupakan sifat fisis batuan, sehingga akan lebih mudah untuk diinterpretasikan menjadi parameter-parameter petrofisik reservoir, misalnya untuk menghitung ketebalan dan porositas serta penyebarannya.

Metode yang digunakan dalam penelitian ini memiliki parameter-parameter masukan yang berbeda-beda. Parameter masukan yang diterapkan pada tiap metode inversi yang dilakukan dianggap sebagai parameter masukan yang terbaik. Berikut penjelasan parameter masukan pada inversi *Sparse Spike*

Metode inversi *Sparses Spike* juga dibagi menjadi dua teknik, yaitu *Sparse Spike Linear Programming* dan *Sparse Spike Maximum Likelihood*. Inversi *Sparse Spike* didasarkan pada algoritma linier *programming* yang bertujuan untuk memperbaiki model impedansi akustik dengan meminimalkan error antara *trace* model dengan *trace* seismik. Sedangkan inversi *Sparse Spike Maximum Likelihood* berdasarkan pada algoritma dekonvolusi *maximum likelihood*. Di mana untuk setiap *trace*, sekuen reflektivitas diestimasi dengan cara menambahkan koefisien refleksi satu per satu hingga hasil yang optimal diperoleh. Pada penelitian ini dilakukan inversi *Sparse Spike Maximum Likelihood* dengan parameter sebagai berikut :

- *Window* : horizon Top Kais -50 ms dan Base Kais +50 ms

- *Maximum number of spike* : 150

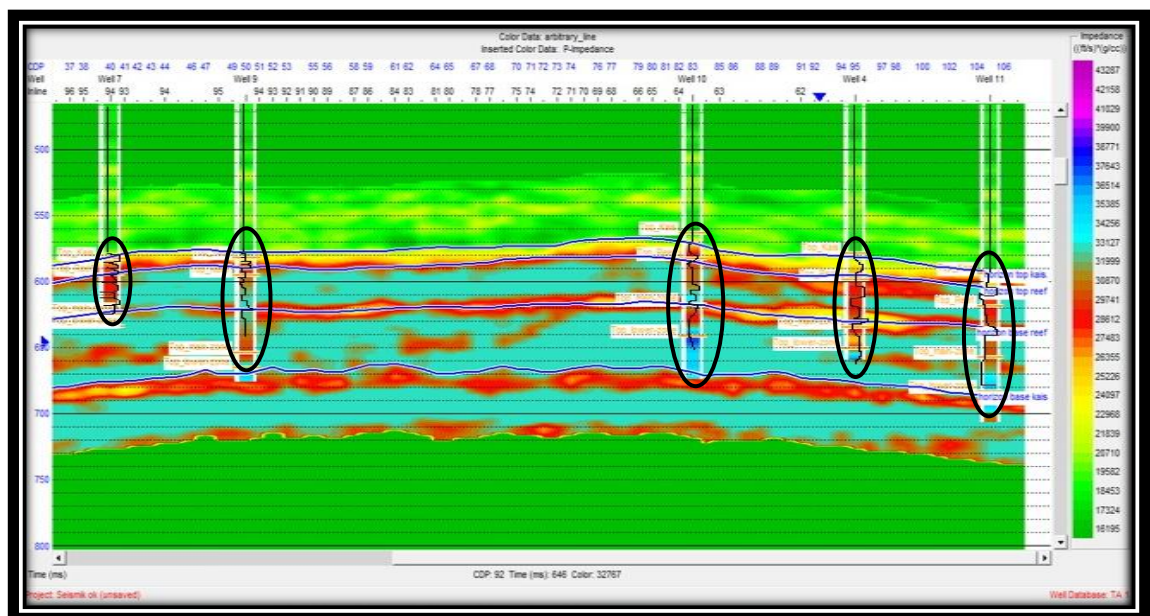
Parameter *maximum number of spike* membatasi jumlah *spike* maksimum pada setiap *trace* seismik.

- *Spike detection threshold* : 5%

Parameter *Spike detection threshold* merupakan pengontrol amplitudo *spike*. Setiap *spike* ditambahkan, amplitudo *spike* tersebut dibandingkan dengan nilai rata-rata amplitudo *spike* yang ada. Jika amplitudo *spike* yang baru kurang dari nilai rata-rata amplitudo yang telah ditentukan, maka penambahan *spike* dihentikan.

- *Maximum impedance change* : lower 25% dan upper 25%

*Maximum impedance* sebesar 25% memiliki arti batas atas dan batas bawah impedansi akustik yang bisa berubah sebesar 25%.



**Gambar V.4.** Hasil inversi dengan menggunakan metode *Sparse Spike*

Pada gambar menunjukkan hasil inversi menggunakan metode *Sparse Spike Maximum Likelihood* yang melewati semua umur terlihat kesesuaian warna yang ada pada sumur dengan penampang seismik hasil inversi yang secara keseluruhan hampir sama (baik), seperti yang diberi lingkaran berwarna hitam, dengan nilai korelasi sebesar 0,97.



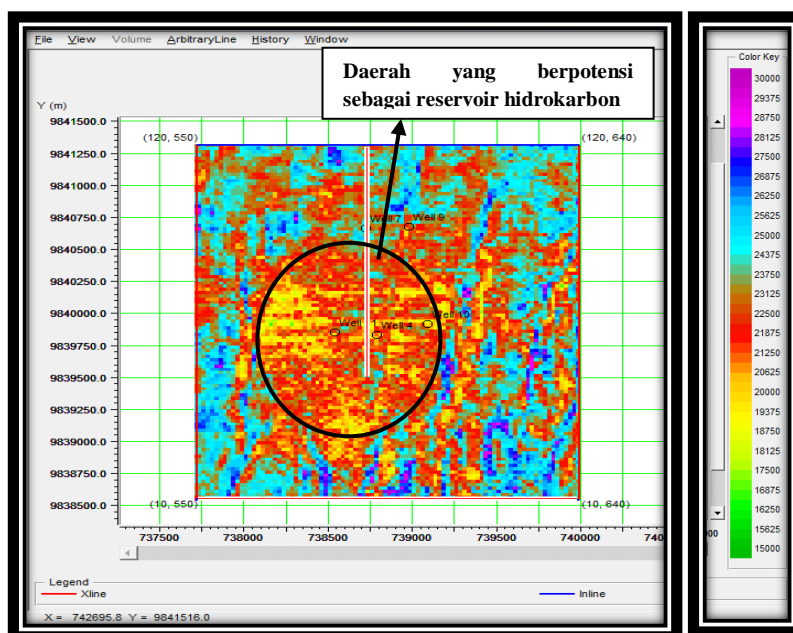
Hasil dari proses inversi di atas secara keseluruhan menunjukkan bahwa *zone of interest* sudah dapat didelineasi dengan cukup baik jika dibandingkan dengan seismik awal atau seismik riil. Dimana zona-zona yang memiliki impedansi rendah dan tinggi sudah dapat dibedakan secara lateral dengan cukup baik.

#### V.4. Peta Impedansi akustik

##### V.4.1. Sayatan horisontal pada top kais

Sayatan horisontal untuk melihat penyebaran reservoir secara lateral yang dilakukan pada *horizon* Top Kais +5 ms (*window* 5 ms di bawah *horizon* Top Kais) ditunjukkan pada Gambar V.14. Penyebaran reservoir dengan nilai impedansi akustik antara 20625-23125 (m/s)\*(g/cc) ditunjukkan dengan warna kuning sampai merah. Zona-zona impedansi rendah yang berwarna kuning sampai hijau cenderung dikelilingi oleh nilai impedansi yang relatif tinggi yang berwarna merah.

Karena jenis fluida pengisi reservoir tidak dapat dikenali oleh impedansi akustik, maka identifikasi distribusi penyebaran reservoir pada Lapangan “Panda” dilakukan dengan asumsi bahwa reservoir akan mempunyai kualitas baik jika mempunyai impedansi akustik rendah yang berasosiasi dengan porositas tinggi. Pada Gambar tersebut daerah *porous* yang berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon ditandai dengan lingkaran yang berwarna hitam.



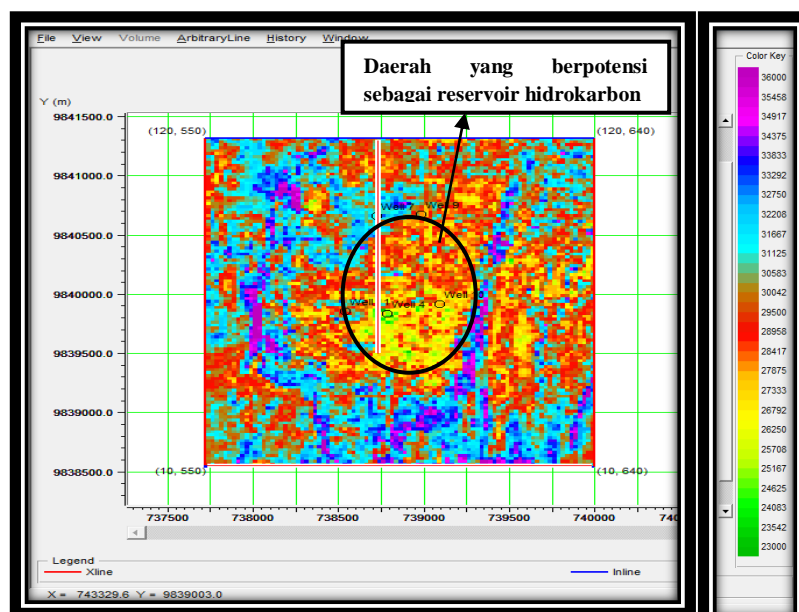


**Gambar V.5.** Sayatan impedansi akustik pada Top Kais

#### V.4.2. Sayatan horizontal pada base reef

Sayatan horisontal untuk melihat penyebaran reservoir secara lateral yang dilakukan pada *horizon* base reef +5 ms (*window* 5 ms di bawah *horizon* base reef) ditunjukkan pada Gambar V.6. Penyebaran reservoir dengan nilai impedansi akustik antara 27875-30042 (m/s)\*(g/cc) ditunjukkan dengan warna kuning sampai merah. Zona-zona impedansi rendah yang berwarna kuning sampai hijau cenderung dikelilingi oleh nilai impedansi yang relatif tinggi yang berwarna merah.

Karena jenis fluida pengisi reservoir tidak dapat dikenali oleh impedansi akustik, maka identifikasi distribusi penyebaran reservoir pada Lapangan “Panda” dilakukan dengan asumsi bahwa reservoir akan mempunyai kualitas baik jika mempunyai impedansi akustik rendah yang berasosiasi dengan porositas tinggi. Pada Gambar tersebut daerah *porous* yang berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon ditandai dengan lingkaran yang berwarna hitam.



**Gambar V.6.** Sayatan impedansi akustik pada Base Reef

## **BAB VI**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **VI.1. Kesimpulan**

Berdasarkan hasil analisa inversi seismik pada Lapangan “*Panda*” Formasi Kais Cekungan Salawati Papua secara keseluruhan dengan dukungan semua data maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

- Penerapan Inversi sparse spike dapat di lakukan dengan baik pada lapangan “*Panda*” Formasi Kais Cekungan Salawati Papua berdasarkan nilai *acoustic impedance* (AI) dan kombinasi data *well*.
- Nilai impedansi akustik yang diperoleh dari proses inversi seismik yang *porous* berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon di sekitar Top Kais berkisar 20625-23125 (m/s)\*(g/cc), sedangkan di sekitar *Base Reef* berkisar 27875-30042 (m/s)\*(g/cc).

#### **VI.2. Saran**

1. Perlu dilakukan penelitian lebih lanjut pada zona potensial pada Top Kais dan pada zona potensial pada *Lower Reef*.
2. Karena impedansi akustik tidak dapat mendeteksi fluida pengisi pori dengan baik, maka perlu dilakukan penelitian dengan menggunakan metode lain, seperti inversi EI dan LMR untuk mengetahui jenis fluida pengisi pori pada reservoir Lapangan serta penyebarannya.

## DAFTAR PUSTAKA

- Ariadmana, Y., 2006, *Karakterisasi Reservoir Batugamping Pada Formasi Baturaja, Lapangan Raudatu, Cekungan Sunda Menggunakan Metode Inversi Seismik Berbasis Model*, Skripsi S-1 Program Studi Geofisika Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Arie, 2009, *Batu Gamping Sebagai Reservoir Hidrokarbon*, <http://earthfactory.wordpress.com/2009/04/17/batugamping-sebagai-reservoir-hidrokarbon/>.
- Badley, M. E., 1985, *Practical Seismic Interpretation*, Prentice Hall, USA.
- Bhatia, A.B., dan Sing, R.N., 1986, *Mechanics of Deformable Media*, Adam Hilger Imprint, Bristol, University of Sussex Press, England.
- Biot, M.A., 1956, *Theory of Propagation of Elastic Waves in a Fluid Saturated porous solid*. J. Appl. Physics, 12, 155–164.
- Domenico, 1974, -----
- Efni, N., 2010, *Interpretasi Data Seismik 3D Pada Formasi Talang Akar Di Lapangan "Bobomassa" Menggunakan Analisa Atribut Seismik*, Skripsi S-1 Program Studi Geofisika Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Gassmann, F., 1951, *Elastic waves through a packing of spheres*: Geophysics, 16, 673-685.
- Greestma, J. And Smit, 1961, *Some aspects of elastic wave propagation in fluid-saturated porous solids*, geophysics, 169-181.
- Hamilton, W., 1979, *Tectonics of the Indonesian region*\_United States Geological Survey Professional Paper No. 1078, United States Geological Survey, Denver.
- Hampson, D. dan Russell, B., 2001, *STRATA: Seismic Inversion Workshop*, Hampson-Russell Software Services Ltd, Canada.
- Harper, J.D., Redmond, J.L., and Whitaker, J.T., 1978, *Stratigraphic Seismic and hydrocarbon History, Salawati Basin, Irian Jaya*. Prepared for Petromer Trend.
- Hilterman, F.J., 1997, *Seismic Amplitude Interpretation*, Distinguished Instructor Shourt Course, EAGE.

- Koesoemadinata, R.P., 1978. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Jilid I Edisi kedua, ITB, Bandung.
- Linset, 1979,-----
- Longman, M.W., 1993, *S.E. Asian Tertiary Carbonate Reservoirs*, Petroconsultants, Singapura.
- Mashudi, M.I., 2008, *Analisa Seismik Inversi Untuk Pemetaan Porositas Reservoir Batu Pasir Pada Lapangan "NAFRI" Cekungan Sumatera Tengah (Studi Kasus PT Chevron Pacific Indonesia)*, Skripsi S-1 Fisika Universitas Brawijaya, Malang.
- Munadi dan Pasaribu, 1984, *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*. Universitas Indonesia, Jakarta.
- Novantina, R.I., 2010, *Anaslisa AVO (Amplitude Variation With Offset) Untuk Mengidentifikasi Gas Pada Formasi Baong Cekungan Sumatera Utara*, Skripsi S-1 Teknik Geofisika Fakultas Teknologi Mineral Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta, Yogyakarta.
- Pireno, G.E., 2005, *Hydrocarbon potential of the West Salawati Block, West Papua*, Prepared for PearlOil (Salawati) Ltd.
- Pireno, G.E., 2008, *Potensi Formasi Sirga Sebagai Batuan Induk Di Cekungan Salawati Papua*, Skripsi S-1 Program Studi Teknik Geofisika Fakultas Teknik Pertambangan dan Perminyakan Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Redmond, J.L., and Koesoemadinata, R.P., 1976, *Walio Oil Field And The Miocene Carbonate Of Salawati Basin, Irian Jaya, Indonesia*, Proceedings Indonesian Petroleum Association, 5<sup>th</sup> annu. Conv., hal.41-57.
- Russell, B. H., 1996, *Installation and Tutorials*. Hampson-Russell Software Service Ltd. USA.
- Satjana, A.H., 2003, *Re-Evaluation of The Sedimentology and Evolution of The Kais Carbonate Platform, Salawati Basin, Eastern Indonesia: Exploration Significance*, Proceeding IPA 27<sup>th</sup> Annual Convention (DVD Version).
- Sheriff, R.E., and Geldart, L.P., 1995, *Exploration Seismology*, 2<sup>nd</sup> Edition, Cambridge University Press, USA.
- Sismanto, 1996, *Pengolahan dan Interpretasi Data Seismik*, Laboratorium Geofisika, Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Sismanto, 2006, *Dasar-Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Data Seismik*, Laboratorium Geofisika, Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.

- Sitorus, S.L., 2008, *Analisa Penyebaran Karbonat Build-Up menggunakan Atribut Seismik Pada Lapangan "Bulls" Block Kepala Burung Cekungan Salawati Propinsi Papua Barat Petrochina Internasional Ltd Indonesia*, Skripsi S-1 Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknologi Mineral Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta, Yogyakarta.
- Sukmono, S., dan Abdullah, A., 1999. *Karakterisasi Reservoir Seismik*, Lab. Geofisika Reservoir Departemen Teknik Geofisika, ITB. Bandung.
- Sukmono, S., 1999. *Diktat Kuliah Interpretasi Data Seismik*, ITB, Bandung
- Sukmono, S., 2000. *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*, Jurusan Teknik Geofisika, ITB, Bandung
- Sumirah, 2006, *Deteksi Reservoir Gas Menggunakan Analisis AVO Dan Inversi  $\lambda\rho$  Dan  $\mu\rho$  Data Seismik 3D (Studi Kasus Di PT. Pertamina Doh JBB Cirebon)*, Skripsi S-1 Program Studi Geofisika Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Thompson, S., 1998, *A Geochemical Review of Generation and Migration in The Salawati Area*, Prepared for Santa Fe Energy Resources-Kepala Burung Block, Robertson Research International Ltd., Llandudno, United Kingdom.
- Umam, M.S., 2004, *Seismic Interpretation in Petroleum Exploration and Production*, UB AAPG Student Chapter One Day Course by Chevron, Bandung.
- Vincellete, R.R., and Soeparyadi, R.A., 1976, *Oil-Bearing Reefs in Salawati Basin of Irian Jaya, Indonesia*, AAPG Bulletin, V.60, No.9, hal.1448-1462.
- Visser, W.A., dan Hermes, J.J., 1962, *Geological Result of The Exploration For Oil in Netherlands New Guinea*, Koninklijk Nederlands Geologisch Mijnbouwkundig Genootschap, Geologische Serie, 20.
- Wyllie, M.R.J., Gregory, A.R., and Gardner, L.W., 1956, *Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media*, Geophysics 21, 41-70.